

Contributos da **MOTA-ENGIL REMO CHARGING, S.A.**

no âmbito da Consulta Pública sobre a

**Regulamentação do regime jurídico da mobilidade elétrica**

Alterações no Regulamento da Mobilidade Elétrica, no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico, no Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica e no Regulamento de Qualidade de Serviços dos Setores Elétrico e do Gás.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE

**25 de novembro de 2025**

**MOTA-ENGIL REMO CHARGING, S.A.**  
Capital Social: 50.000,00 €  
Matriculada na C.R.C. Porto N° 518 623 785  
NIPC: 518 623 785

**PORTO**  
Rua do Rego Lameiro, N° 38  
4300-454 Porto  
PORTUGAL

**LISBOA**  
Rua Mário Dionisio, N° 2  
2799-557 Linda-a-Velha  
PORTUGAL

**www.me-remo.com**  
**T.** +351 225 190 300  
**E-mail.** geral@me-remo.com

## Introdução

A Mota-Engil Remo Charging, S.A. (REMO) apresenta a sua posição no âmbito da Consulta Pública promovida pela ERSE relativa ao novo quadro regulamentar decorrente do Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica (RJME), estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 93/2025 de 14 de agosto e respetivas alterações propostas ao Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) e restantes diplomas conexos. A participação nesta consulta visa contribuir para a clarificação e eficácia do modelo regulatório, de modo a assegurar que este responde à expansão acelerada da mobilidade elétrica e às metas impostas pelo Regulamento AFIR.

Os contributos ora apresentados decorrem de uma avaliação fundamentada nas necessidades e situações concretas identificadas no terreno pela REMO, na qualidade de Operador de Pontos de Carregamento (OPC), bem como das interações mantidas com entidades que disponibilizam as suas instalações de consumo para operação de pontos de carregamento pela REMO, procurando assim garantir condições de operação transparentes e economicamente sustentáveis.

Os comentários focam-se particularmente na necessidade de mecanismos claros para segregação de consumos, na definição de regras adequadas de disponibilização de dados e na coerência tarifária aplicável a instalações com pontos de entrega internos, bem como em aspectos estruturantes relacionados com a transparência, os modelos de faturação e as obrigações de prestação de informação aos utilizadores. Estes elementos são determinantes para garantir que o desenvolvimento da rede de carregamento se concretiza de forma tecnicamente consistente e alinhada com os objetivos nacionais.

Deste modo, a REMO espera que os pontos apresentados contribuam para o aperfeiçoamento das propostas regulamentares, promovendo a construção de um enquadramento e modelo regulamentar de mobilidade elétrica apto a responder aos desafios presentes e futuros.

\*\*\_\*\*\_\*\*\_\*\*\_\*\*\_\*\*

## A. Comentários em ordem sequencial aos pontos do Documento Justificativo.

### I. Regras de Aplicação das Tarifas de Acesso às Redes.

*Instalações de consumo não exclusivas com pontos internos de medição e entrega autónomos (página 16).*

As regras apresentadas na página 16 do Documento Justificativo descrevem o novo enquadramento aplicável às instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica com pontos internos de medição e entrega autónomos. Contudo, a aplicação imediata e uniforme deste modelo a todos os pontos de carregamento integrados no regime de transição pode originar constrangimentos operacionais significativos, tanto para os OPC como para os utilizadores de veículos elétricos (UVE).

O novo RJME representa uma alteração estrutural ao modelo Mobi.e, especialmente no que respeita à forma como as sessões de carregamento são processadas, classificadas e reportadas às entidades competentes a depender do modelo em questão (modelo Mobi.e ou novo RJME). Nesse sentido, a migração integral e imediata para o novo modelo acarretaria uma complexidade acrescida, exigindo adaptações simultâneas ao nível dos sistemas de informação, dos mecanismos de comunicação com a EGME e dos processos de segregação de consumos para efeitos tarifários. Tal abordagem pode aumentar o risco de eventuais indisponibilidades, erros de reporte ou inconsistências na faturação, com impacto direto sobre a experiência do UVE e sobre a operação dos OPC.

Neste contexto, considera-se adequado prever que, durante o regime transitório, seja possível manter um modelo híbrido de processamento de sessões, sem necessidade de referência explícita ao caso de uso associado ao *submetering*. Concretamente, propõe-se que:

- (i) parte das sessões continue a ser processada através do modelo Mobi.e, beneficiando da infraestrutura funcional já existente e assegurando estabilidade operacional;
- (ii) parte das sessões possa ser processada diretamente pelo OPC, sem integração imediata com a EGME (funcionando tal como um consumo local) e sendo tratadas como transações internas (por exemplo, através de *whitelist* gerida pelos OPC ou prestadores de serviço de mobilidade elétrica (PSME));
- (iii) as sessões processadas localmente não sejam consideradas para efeitos das segregações de consumo a reportar à EGME, evitando sobreposição de reportes ou duplidade de informação.

Esta abordagem faseada permitiria aos OPC adaptar gradualmente os seus sistemas e modelos de negócio ao novo enquadramento regulamentar, mitigando riscos operacionais e assegurando a continuidade do serviço. Para os UVE, esta transição equilibrada evitaria perturbações na utilização dos pontos de carregamento, garantindo previsibilidade e reduzindo o impacto das alterações regulamentares no seu quotidiano.

A adoção de um regime híbrido durante o período transitório reforçaria, assim, a segurança jurídica e regulatória, assegurando simultaneamente a robustez dos processos e a continuidade do serviço, em linha com os objetivos gerais de implementação progressiva do novo RJME.

## **II. Prestação de Serviços à Rede.**

### *Evolução previsional da infraestrutura de carregamento elétrico de veículos ligeiros, ao longo da RTE-T.*

A secção 3.12 do Documento Justificativo reconhece o potencial da mobilidade elétrica para contribuir ativamente para a prestação de serviços ao sistema elétrico. No entanto, face às recentes alterações ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) e à crescente relevância dos veículos elétricos e das infraestruturas de carregamento como recursos distribuídos, considera-se essencial que a ERSE clarifique e desenvolva orientações específicas que permitam integrar, de forma segura e eficiente, veículos elétricos, OPC, PSME e titulares das instalações elétricas associadas aos pontos de carregamento nos mecanismos de gestão do sistema.

A mobilidade elétrica representa um recurso de flexibilidade cada vez mais relevante, capaz de apoiar o sistema elétrico através de ajustamentos de horários de carga, modulação controlada ou mesmo fornecimento de potência através de soluções bidirecionais, quando tecnicamente viáveis. Para que este potencial seja plenamente mobilizado, são necessárias regras claras e adequadas ao contexto particular do carregamento elétrico.

### **Participação ativa nos mercados de serviços de sistema.**

Considerando a revisão do MPGGS e a previsão de novos produtos de reserva e balanço, seria útil que a ERSE explice de que forma os veículos elétricos e OPC podem participar nos mercados de reserva de restabelecimento de frequência e nos demais serviços de sistema. Tal clarificação deve incluir:

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

A definição destes elementos é indispensável para que os OPC e PSME e eventuais agregadores possam desenvolver modelos de negócio compatíveis com o novo MPGGS e para que os veículos elétricos possam ser integrados como recursos efetivos de flexibilidade.

### **Integração com autoconsumo e armazenamento local.**

Torna-se igualmente necessário clarificar o enquadramento das situações em que o carregamento dos veículos elétricos é realizado com energia proveniente de instalações de autoconsumo ou de sistemas de armazenamento locais. A participação desta energia nos mercados de balanço e flexibilidade deve ser enquadrada de forma explícita, garantindo:

- i. coerência entre a origem da energia e o produto de flexibilidade fornecido;
- ii. garantia de não dupla contabilização;
- iii. regras transparentes para situações em que coexistem autoconsumo, armazenamento e carregamento elétrico.

Esta clarificação permitirá que projetos híbridos que combinam produção local, armazenamento estacionário e carregamento de veículos elétricos, possam contribuir de forma eficiente para o sistema elétrico, alinhando incentivos e evitando interpretações conflitantes.

### **Implementação faseada e projetos-piloto.**

Face à complexidade técnica e operacional associada à participação de EV nos serviços de sistema, recomenda-se que a ERSE promova projetos-piloto específicos para mobilidade elétrica, permitindo testar soluções antes de uma integração plena. Estes projetos-piloto constituiriam um instrumento seguro para validar:

- i. a resposta efetiva dos veículos elétricos aos sinais de sistema;
- ii. modelos de agregação e modulação de carga;
- iii. requisitos de comunicação e telemetria;
- iv. impactos no comportamento dos UVE e nos padrões de carregamento.

Uma implementação faseada reduzirá riscos e permitirá que o setor evolua de forma harmonizada com as necessidades do sistema elétrico.

### **Transparência e envolvimento dos stakeholders.**

Considerando a relevância da mobilidade elétrica no novo contexto regulatório, recomenda-se que a revisão contínua do MPGGS integre, de forma estruturada, representantes dos OPC e PSME, agregadores e outros agentes relevantes. A participação destes agentes assegurará que as regras refletem as características técnicas das infraestruturas de carregamento e as particularidades operacionais do setor.

Adicionalmente, sugere-se que os relatórios de execução incluam indicadores dedicados à participação da mobilidade elétrica, nomeadamente:

- i. volumes de energia modulada ou disponibilizada;

- ii. número de veículos elétricos ou pontos de carregamento agregados;
- iii. eventos de ativação;
- iv. desvios e respetivo tratamento.

A disponibilização regular desta informação reforçará a transparência, permitirá avaliar o contributo da mobilidade elétrica para o sistema e suportará a evolução informada do enquadramento regulatório.

**B. Comentários em ordem sequencial aos artigos da Proposta de Articulado – Para adaptação ao Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto.**

**III. Alteração do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.**

**Artigo 11.º-A - pontos de carregamento ligados a instalações de consumo não exclusivas.**

O n.º 1 do artigo 11.º-A prevê que, sempre que existam pontos de carregamento de veículos elétricos instalados em locais cujo consumo não é exclusivo da mobilidade elétrica, o OPC ou o DPC possa solicitar ao operador da rede a constituição de um ponto de medição interno destinado à segregação dos consumos associados ao carregamento.

A redação proposta, embora tecnicamente adequada para situações em que a existência de um ponto de medição interno seja a solução mais eficiente e transparente, pode ser interpretada como implicando que a criação desse ponto de medição constitui a via necessária ou preferencial para todos os casos. Tal interpretação poderá não refletir a diversidade de contextos existentes, nomeadamente quando as características da instalação ou a relação contratual entre o titular da instalação elétrica e do ponto de entrega principal e o OPC ou o PSME permitem soluções alternativas igualmente fiáveis para a determinação dos consumos.

Existem situações em que a instalação física de um ponto de medição interno pode revelar-se desnecessária, desproporcional ou de difícil viabilização técnica, como sucede em edifícios já construídos, em instalações com limitações de espaço ou quando o custo associado à instalação supera claramente os benefícios face às alternativas disponíveis. Nestes casos, deverá ser possível recorrer a mecanismos acordados bilateralmente entre o OPC ou o PSME e o titular da instalação elétrica e do ponto de entrega, permitindo determinar com rigor a energia consumida pelos pontos de carregamento e assegurar a respetiva faturação aos UVE.

Importa ainda clarificar que tais acordos bilaterais, desde que respeitem os princípios de transparência, verificabilidade e não discriminação, não configuram uma operação de revenda de

energia, mas antes um mecanismo de repartição de encargos associado ao consumo real dos equipamentos de carregamento. Esta distinção é essencial para assegurar segurança jurídica a todas as partes envolvidas e evitar interpretações que possam restringir modelos operacionais já praticados no mercado ou impedir soluções viáveis que garantam a segregação de consumos de forma precisa e segura.

Neste sentido, recomenda-se que o regulamento clarifique expressamente que:

- i. a constituição de um ponto de medição interno pelo operador da rede não é obrigatória em todos os casos, devendo ser aplicável, a critério do OPC ou do PSME, quando se revele a solução tecnicamente mais adequada;
- ii. em alternativa, o OPC e o PSME e o titular da instalação elétrica e do ponto de entrega principal podem estabelecer um acordo bilateral para a determinação e faturação dos consumos, desde que este assegure a precisão da medição, a transparência das regras aplicáveis e o cumprimento das obrigações regulamentares aplicáveis;
- iii. a faturação resultante desse acordo não se considera uma operação de revenda de energia.

Esta clarificação garantirá maior flexibilidade operacional, acomodará a diversidade de realidades existentes e permitirá uma aplicação proporcional e tecnicamente adequada das regras previstas no novo regime jurídico da mobilidade elétrica, sem prejuízo da robustez dos processos de medição e faturação.

#### **IV. Alteração do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.**

*Artigo 97.º-A — disponibilização de dados quarto-horários e segregação de consumos.*

O n.º 2 do artigo 97.º-A determina que o operador de rede deve disponibilizar ao titular do contrato de fornecimento do ponto de ligação à rede pública os saldos quarto-horários registados no equipamento de medição desse ponto, bem como os valores registados no equipamento de medição interno. A redação proposta estabelece uma obrigação essencial para a segregação correta dos consumos das instalações de mobilidade elétrica integradas em locais de utilização não exclusiva. Contudo, a ausência de prazos máximos para disponibilização dessa informação e a inexistência de regras claras para situações de falha de recolha e eventuais correções podem comprometer a fiabilidade do processo de faturação e criar incerteza para os agentes envolvidos.

A experiência prática demonstra que são frequentes as falhas de comunicação e de recolha de dados quarto-horários, bem como atrasos significativos na disponibilização dos mesmos. Estas situações têm originado dificuldades na segregação de consumos, impactando negativamente a faturação tanto dos titulares das instalações elétricas e pontos de entrega principais como dos OPC e PSME, podendo conduzir a atrasos na cobrança, incorreções nos montantes faturados e divergências que exigem processos de correção posteriores. A falta de previsibilidade e de

celeridade neste fluxo de informação é incompatível com a complexidade acrescida das configurações de pontos de carregamento em instalações não exclusivas e reforça a necessidade de mecanismos mais robustos.

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. A definição de prazos objetivos permitiria reduzir o risco de atrasos na segregação dos consumos e garantir que todos os agentes conseguem cumprir, de forma eficiente, as suas obrigações comerciais e regulatórias.

Adicionalmente, importa prever regras específicas para situações de falha na recolha de valores quarto-horários, incluindo a obrigação de comunicação imediata da anomalia pelo operador de rede, a metodologia a aplicar para estimativas de consumos em caso de ausência de registo e os prazos para reposição dos valores corretos. Esta clarificação é indispensável para mitigar consequências indevidas para os titulares das instalações elétricas e pontos de entrega principais e para os OPC e PSME, assegurando que a faturação reflete corretamente o consumo efetivo.

Considera-se igualmente essencial estabelecer que o comercializador de eletricidade não deve proceder à faturação da energia associada ao ponto de ligação enquanto a segregação de consumos não estiver completa e devidamente validada. A faturação sem segregação adequada pode resultar em imputações erradas de custos e, em casos extremos, em situações de dupla faturação, contrariando os princípios de transparência e proporcionalidade e a correta imputação dos encargos de energia.

## V. Alteração do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. *Artigo 97.º-A — variáveis de medição no ponto de medição interno.*

O n.º 7 do artigo 97.º-A estabelece que, no ponto de medição interno, não há lugar ao apuramento ou recolha de dados relativos à potência tomada, à energia reativa nem a eventuais injeções de energia ativa para montante. Esta limitação suscita preocupação significativa, uma vez que desconsidera a realidade técnica de muitas instalações de carregamento existentes e impede a correta segregação de variáveis essenciais para a imputação adequada dos encargos energéticos.

Uma parte significativa das infraestruturas de carregamento atualmente em operação foi instalada ao abrigo do enquadramento vigente até à publicação do novo regime jurídico, enquadramento esse que pressupunha, de forma explícita, a existência de medições internas que distinguissem não apenas a energia ativa, mas também a potência tomada e, quando aplicável, outras grandezas elétricas relevantes. Em múltiplos casos, os pontos de carregamento encontram-se integrados em instalações onde a potência contratada é partilhada com outros consumos,

levando a que a potência total registada no ponto de ligação à rede pública reflita não apenas o consumo associado ao carregamento elétrico, mas também consumos que pertencem a terceiros.

Se o objetivo da constituição de um ponto de medição interno é assegurar a segregação correta dos consumos associados à mobilidade elétrica, então seria expectável que esse ponto permitisse igualmente a medição de todas as grandezas relevantes, incluindo potência e energia reativa, de forma a evitar imputações indevidas de custos e permitir que cada agente responda exclusivamente pelos seus consumos e responsabilidades próprias. A ausência desses dados inviabiliza, na prática, a aplicação rigorosa do princípio da segregação de consumos, podendo originar distorções significativas nos processos de faturação e na aplicação das tarifas de acesso às redes.

Idealmente, os pontos de medição interna devem comportar-se como pontos de entrega autónomos, permitindo uma gestão transparente e independente das grandezas elétricas associadas ao carregamento. Este modelo assegura que o titular da instalação elétrica e do ponto de entrega principal não suporta encargos de potência ou energia reativa que pertencem ao OPC ou ao PSME, e vice-versa, eliminando riscos de imputações erróneas, conflitos comerciais ou necessidade de acertos posteriores.

Caso se pretenda adotar uma solução mais simples, poderia ser considerada uma metodologia alternativa que utilizasse a potência tomada na instalação elétrica e no ponto de entrega principal e a potência máxima total dos pontos de carregamento associados ao medidor interno (reduzida por um fator de simultaneidade), determinando-se a diferença para efeitos do *settlement* da potência contratada entre os agentes. Esta solução, desde que claramente regulamentada, permitiria simplificar o processo de segregação da potência, preservando, ainda que numa base aproximada, a proporcionalidade e a correta imputação dos encargos.

Assim, recomenda-se que o n.º 7 seja revisto de forma a permitir a recolha das variáveis de potência e energia reativa ou que, em alternativa, seja regulamentada uma metodologia robusta que assegure a imputação correta dessas grandezas entre os agentes envolvidos. Tal ajustamento é essencial para garantir transparência, proporcionalidade e segurança jurídica na aplicação do novo regime regulamentar aplicável às instalações de mobilidade elétrica não exclusivas.

Nesse sentido, caso venha a ser acolhida a recomendação de que o ponto de medição interno deverá igualmente comportar a recolha das variáveis de potência e energia reativa, deverá assegurar-se a necessária consistência regulamentar entre todos os artigos que regem a faturação das tarifas de acesso às redes. Nessa situação, será indispensável ajustar os dispositivos regulamentares relevantes para que fique claramente estabelecido que:

- i. os equipamentos de medição interna ficam sujeitos à totalidade das componentes aplicáveis da tarifa de acesso às redes;
- ii. qualquer referência à imputação integral da potência contratada ao CPE principal deve ser revista, de modo a refletir a autonomia do ponto de medição interna;

- iii. os artigos que atualmente assumem uma dependência funcional entre o CPE principal e o ponto interno devem ser harmonizados com este novo enquadramento.

A clarificação destes elementos reforçará a segurança jurídica dos agentes, garantirá maior previsibilidade e coerência no processo de faturação e contribuirá para a adoção plena e eficaz do novo regime jurídico aplicável à mobilidade elétrica em instalações não exclusivas.

**C. Comentários em ordem sequencial aos artigos da Proposta de Articulado – Alteração ao Regulamento da Mobilidade Elétrica.**

**VI. Secção III — Tarifas reguladas e períodos horários.**

*Artigo 45.º — proposta de criação de uma tarifa regulada específica para mobilidade elétrica (e-tariff).*

O artigo 45.º estabelece o enquadramento aplicável às tarifas reguladas no âmbito do regime jurídico da mobilidade elétrica. No entanto, a diversidade de perfis de utilização dos pontos de carregamento instalados em território nacional, especialmente em zonas de menor densidade populacional, áreas rurais, redes municipais ou locais com utilização esporádica, evidencia a necessidade de evoluir para um modelo tarifário que acomode de forma mais proporcional a realidade operacional dos agentes e o objetivo de assegurar uma cobertura territorial adequada.

Os pontos de carregamento atualmente instalados nestes contextos enfrentam, em muitos casos, encargos fixos de acesso à rede particularmente elevados quando comparados com os níveis de utilização registados. Este desalinhamento entre custos fixos e utilização real constitui uma barreira relevante à sustentabilidade económica das infraestruturas existentes e um obstáculo à instalação de novos pontos em zonas onde o interesse público é claro, mas a procura é limitada ou sazonal. Sem mecanismos tarifários específicos, existe o risco de se perpetuarem assimetrias territoriais na acessibilidade ao carregamento e de se comprometerem metas de cobertura mínima definidas pelo AFIR e pelo próprio RJME.

Neste sentido, propõe-se a criação de uma tarifa regulada específica para mobilidade elétrica (uma “e-tariff”) aplicável a pontos de entrega dedicados exclusivamente ao carregamento de veículos elétricos. Esta tarifa teria como objetivo ajustar a estrutura de custos, reduzindo a componente fixa associada ao acesso à rede e redistribuindo parte dos encargos para a componente variável, de acordo com o consumo efetivo. Uma solução com estas características permitiria:

- i. reduzir barreiras económicas à instalação de novos pontos, sobretudo em zonas rurais e em áreas com baixas densidades de utilização, promovendo a expansão da infraestrutura de carregamento em linha com as metas de cobertura nacional;

- ii. assegurar proporcionalidade na imputação dos encargos, garantindo que pontos com baixo fator de utilização suportam custos adequados ao seu perfil de operação, mitigando situações de subutilização ou encerramento prematuro;
- iii. reforçar a sustentabilidade financeira dos OPC, proporcionando maior previsibilidade dos custos associados à disponibilização do serviço de carregamento;
- iv. promover eficiência e alinhamento com práticas europeias, uma vez que diversos Estados-Membros já adotaram modelos tarifários diferenciados para viabilizar a implantação de pontos de carregamento em áreas de baixa procura, equilibrando a necessidade de remuneração das redes com os objetivos de transição energética.

A criação desta *e-tariff* permitiria, assim, adequar os encargos tarifários às características de utilização dos pontos de carregamento, garantindo que a evolução da mobilidade elétrica se desenvolve de forma equilibrada e coerente, tanto do ponto de vista territorial como económico. Simultaneamente, asseguraria a manutenção de receitas suficientes para a operação e desenvolvimento do sistema elétrico, preservando os princípios regulatórios de eficiência e proporcionalidade.

## VII. Capítulo I — Obrigações de transparência e divulgação de informação.

### Artigo 93.º-C — Transparência de preços.

O artigo 93.º-C estabelece que os OPC e os PSME devem disponibilizar ao UVE, através de página de internet ou aplicação móvel, informação que permita o acompanhamento em tempo real do custo da sessão de carregamento. Embora o objetivo de reforçar a transparência seja compreensível, esta exigência revela-se excessiva face à regulamentação comunitária em vigor (Regulamento AFIR).

A implementação de acompanhamento em tempo real do custo implica a integração contínua entre sistemas de gestão de carregamento, plataformas de mobilidade elétrica, equipamentos de medição e infraestruturas de comunicação com latência mínima, pelo que tal solução envolve complexidade técnica e operacional, agravada pela transição do modelo Mobi.e para o novo modelo.

Importa ainda notar que esta exigência ultrapassa o quadro definido pelo Regulamento AFIR, cujo enfoque recai na disponibilização clara, acessível e prévia dos tarifários aplicáveis, assegurando que o utilizador conhece o preço antes de iniciar o carregamento. O AFIR não impõe acompanhamento em tempo real do custo acumulado, precisamente por reconhecer que tal funcionalidade, embora útil, não constitui um requisito essencial à transparência tarifária.

Deste modo, considera-se adequado que a obrigação regulamentar seja alinhada com o AFIR, estabelecendo como requisito obrigatório a disponibilização clara do tarifário completo antes do início da sessão de carregamento, podendo a funcionalidade de acompanhamento em tempo

real ser prevista como opcional, permitindo a sua adoção progressiva por OPC e PSME que pretendam oferecer essa experiência adicional ao utilizador.

Relativamente à divulgação dos tarifários, reconhece-se que a obrigação de afixação física através de autocolantes decorre de requisitos definidos pela DGEG. No entanto, esta prática acarreta limitações relevantes, sobretudo num contexto de tarifários dinâmicos ou atualizações frequentes. Assim, recomenda-se que a ERSE, em articulação com a DGEG, promova a evolução para modelos de divulgação baseados predominantemente em meios digitais, garantindo:

- i. maior flexibilidade e atualização imediata dos preços;
- ii. compatibilidade com estruturas tarifárias dinâmicas;
- iii. redução de custos operacionais associados à sinalética física;
- iv. mitigação de discrepâncias entre o tarifário afixado e o efetivamente aplicado.

A modernização dos canais de divulgação preservará a transparência e a proteção do UVE e, em articulação com as entidades técnicas do setor, viabilizará a evolução natural dos modelos tarifários associados à mobilidade elétrica.

### **VIII. Capítulo I — Obrigações de transparência e divulgação de informação.**

#### *Artigo 93.º-G — Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações de consumo com pontos de entrega internos*

O n.º 2 do artigo 93.º-G remete para o Regulamento Tarifário a determinação da potência contratada e da energia reativa a faturar aos pontos de entrega internos associados a instalações de consumo não exclusivas. Embora esta remissão assegure coerência com o enquadramento geral do setor elétrico, entende-se que, no contexto de desenvolvimento da mobilidade elétrica, importa aprofundar a reflexão sobre modelos tarifários ajustados às particularidades dos pontos de carregamento e ao papel estratégico que desempenham no cumprimento das metas nacionais e europeias, nomeadamente as previstas no Regulamento AFIR.

A expansão da rede de carregamento enfrenta, atualmente, desafios significativos decorrentes da sensibilidade dos custos de acesso à rede, sobretudo em áreas com baixa densidade de utilização ou com procura fortemente volátil. Os perfis de carga dos pontos de carregamento são, por natureza, menos previsíveis e encontram-se fora do controlo direto do OPC, o que acentua a exposição a encargos tarifários cujo dimensionamento foi concebido para perfis de consumo convencionais e estáveis. Tal assimetria tem impacto direto na viabilidade económica da instalação de novos pontos de carregamento.

Neste enquadramento, considera-se oportuno que a ERSE promova o debate e avalie a criação de tarifas de acesso às redes específicas para mobilidade elétrica (*e-tariffs*), tal como já referido no ponto **Secção III — Tarifas reguladas e períodos horários** deste documento, que

poderão servir para ajustar a estrutura tarifária às características particulares desta atividade, criando condições mais favoráveis para a sua expansão e contribuindo para a sustentabilidade económica dos operadores. Tendo em conta os perfis de utilização dos pontos de carregamento e a elevada variabilidade da procura, propõe-se que estas *e-tariffs* assumam uma estrutura simplificada composta por duas componentes essenciais:

- i. Uma componente fixa associada à potência contratada, idêntica à aplicada nas tarifas tradicionais (€/kW);
- ii. Uma componente variável em €/kWh, determinada exclusivamente em função do consumo por período de hora legal.

No que respeita à componente variável, considera-se que um modelo tarifário específico para mobilidade elétrica deverá divergir da atual segmentação das TAR para Baixa Tensão Especial e Média Tensão, que integram quatro períodos horários distintos, para uma segmentação mais simples, com a adoção de apenas dois períodos horários, “Cheias” e “Vazio”. Esta simplificação permitiria ao OPC definir tarifas ao UVE mais transparentes e previsíveis, ajustando-as à dinâmica real dos consumos e promovendo maior estabilidade dos custos operacionais.

De igual modo, recomenda-se 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 introdução de *e-tariffs* com estas características poderá gerar benefícios diretos, nomeadamente:

- i. redução dos custos fixos e variáveis suportados pelos OPC, aumentando a atratividade económica da instalação de novos pontos de carregamento;
- ii. aumento da capilaridade territorial da rede de carregamento, sobretudo em zonas de baixa densidade populacional ou menor interesse económico;
- iii. maior previsibilidade tarifária, permitindo aos operadores planejar investimentos com menor risco;
- iv. promoção da eficiência do sistema elétrico, através de uma melhor integração dos pontos de carregamento no perfil global de utilização da RESP.

A implementação de *e-tariffs* específicas para mobilidade elétrica constitui, assim, uma medida estratégica que beneficiaria simultaneamente OPC, UVE e o sistema elétrico nacional, reforçando a capacidade do país para cumprir os objetivos de expansão da infraestrutura de carregamento.

\*\*\_\*\*\_\*\*\_\*\*\_\*\*

## Conclusão

Os contributos ora apresentados visam assegurar que o novo quadro regulamentar da mobilidade elétrica se traduza num modelo funcional, equilibrado e adaptado à complexidade crescente do setor. Questões como a segregação rigorosa dos consumos, a disponibilização atempada dos dados quarto-horários, o adequado enquadramento tarifário aplicável às instalações com pontos de entrega internos e a promoção de mecanismos de transparéncia são elementos fundamentais para garantir a correta imputação de custos, a estabilidade do mercado e a proteção dos OPC, PSME e UVE.

A implementação de soluções como as *e-tariffs* e a definição de regras técnicas alinhadas com a experiência operacional representam passos importantes para melhorar a previsibilidade financeira dos operadores e fomentar o investimento em novas infraestruturas, especialmente em zonas de menor densidade populacional ou com perfis de utilização irregulares.

Do mesmo modo, a mobilidade elétrica deverá ser gradualmente integrada no desenho mais amplo do sistema elétrico, nomeadamente na prestação de serviços à rede e nos mercados de flexibilidade, potenciando o contributo dos veículos elétricos, sistemas de armazenamento e autoconsumo para o equilíbrio global do sistema.

Portanto, com uma abordagem regulatória alinhada com as melhores práticas europeias, será possível consolidar um modelo que promova a expansão eficiente da infraestrutura de carregamento e garanta um enquadramento favorável ao desenvolvimento sustentável da mobilidade elétrica em Portugal. A Mota-Engil Remo Charging permanece disponível para colaborar com a ERSE e demais entidades no aprofundamento desta discussão e na construção de um enquadramento regulatório que responda aos desafios presentes e futuros do setor.

Sem mais de momento, apresentamos os nossos melhores cumprimentos.

Mota-Engil Remo Charging, S.A.