

CONSULTA PÚBLICA 130

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de Reformulação do Guia de Medição,
Leitura e Disponibilização de Dados

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	5
2	PROPOSTAS APRESENTADAS PELOS OPERADORES DE REDE.....	9
2.1	Proposta da REN.....	9
2.2	Proposta da E-REDES.....	11
2.3	Proposta da EDA.....	13
2.4	Proposta da EEM	13
3	PRINCIPAIS ASPETOS DA PROPOSTA DA ERSE.....	15
3.1	Estrutura.....	15
3.2	Âmbito de aplicação	17
3.3	Redes inteligentes	17
3.4	Instalações de produção ou de armazenamento	19
3.5	Redes de distribuição fechadas	21
3.6	Controlo metrológico	24
3.7	Mobilidade elétrica.....	26
4	OUTROS ASPETOS DA PROPOSTA DA ERSE.....	29
4.1	Nova legislação europeia para melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União	29
4.2	Disposições iniciais	30
4.3	Medição.....	34
4.3.1	Pontos de medição de energia elétrica	34
4.3.2	Fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição	36
4.3.3	Instalações elétricas de especial complexidade	37
4.3.4	Parametrização do tratamento tarifário.....	39
4.3.5	Parametrização da função de controlo da potência contratada realizada pelo equipamento de medição inteligente.....	42
4.3.6	Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento e medição a tensão diferente da tensão de ligação	43
4.3.7	Grandezas a medir ou a determinar	47
4.3.8	Leitura extraordinária	50
4.3.9	Tecnologias de comunicações nas redes inteligentes	51
4.4	Anomalias	53
4.5	Apropriação indevida de energia.....	56
4.6	Tratamento de dados	60
4.6.1	Estimativas.....	60
4.6.2	Perfis de consumo e de injeção	64

4.6.3	Metodologias de construção de perfis de perdas	66
4.6.4	Regras para apuramento e imputação do fator de adequação	66
4.7	Disponibilização de dados	66
4.7.1	Requisitos de interoperabilidade e procedimentos de acesso aos dados	70
4.7.2	Disponibilização de dados pelos comercializadores aos clientes.....	74
4.7.3	Disponibilização de dados pelos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT ao operador da RND	74
4.7.4	Disponibilização de dados pelos operadores de RDF aos operadores da rede de serviço público.....	75
4.8	Reporte de informação.....	76
4.9	Cumprimento facultativo	78
4.10	Regime transitório.....	79
4.10.1	Instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente	80
4.10.2	Instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária	81
4.11	Disposições finais.....	82
4.11.1	Projetos-piloto	82
4.11.2	Grupos de trabalho.....	83
4.11.3	Documentos complementares	84
5	CORRESPONDÊNCIA ENTRE AS DISPOSIÇÕES DA PROPOSTA E AS DO GUIA EM VIGOR	87
6	MAPEAMENTO DAS OBRIGAÇÕES DE REPORTE, PUBLICAÇÃO E SUBMISSÃO DE PROPOSTAS.....	91

1 ENQUADRAMENTO

Nos termos do artigo 223.º do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás ([RRC](#)), aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, na redação atual, o **Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (Guia)** contém as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados.

Na [revisão](#) regulamentar ocorrida em 2023, e concretamente no quadro do RRC, foi identificada e justificada a necessidade de revisão do Guia.

Com efeito, e como se discutiu no respetivo [documento justificativo](#) ¹, o Guia em vigor foi aprovado no início de 2016, através da [Diretiva n.º 5/2016](#), de 26 de fevereiro e, neste intervalo de tempo, registaram-se diversos desenvolvimentos (legislativos, regulamentares, tecnológicos) com impacte nas matérias a coberto deste regulamento ².

Por outro lado, o Guia em vigor é de aplicação exclusiva a Portugal continental, entendendo-se premente a extensão do seu âmbito às regiões autónomas dos Açores e da Madeira, salvaguardando as especificidades destas regiões.

Acresce que a experiência de aplicação do Guia ao longo do tempo permitiu a identificação de um conjunto de oportunidades de melhoria e de simplificação das regras vigentes.

Adicionalmente, o Guia em vigor, por razões históricas, tem uma estrutura normativa própria, importando conformá-la com a dos demais regulamentos da responsabilidade da ERSE, adotando a forma articulada.

Assim, concluiu-se pela necessidade de reformulação do Guia, estabelecendo-se como ponto de partida o envio à ERSE de propostas fundamentadas de alteração pelos operadores das redes ³.

¹ Concretamente, no ponto 2.8.9 do documento.

² Redes inteligentes, produção para autoconsumo, atividade de armazenamento, atividade de agregação, mobilidade elétrica, proteção de dados pessoais, controlo metrológico legal, apropriação indevida de energia, redes de distribuição fechadas, interoperabilidade e procedimentos de acesso aos dados são alguns exemplos desses desenvolvimentos. Acresce que a revisão operada em 2023, incidindo nos regulamentos previstos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, afeta a regulamentação por estes habilitada, importando adaptar também esse quadro regulamentar, em linha aliás com os pareceres dos Conselhos Consultivo e Tarifário da ERSE.

³ Nos termos do artigo 223.º, n.º 6 do RRC, na redação atual.

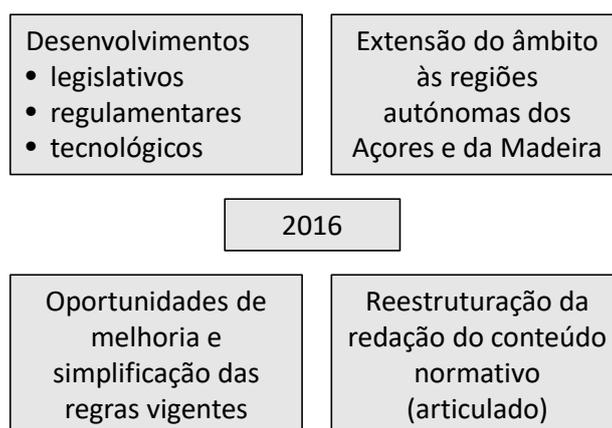
A Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), na qualidade de operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), e a E-REDES – Energia, S.A. (E-REDES), na de operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) e de operador de redes de distribuição em baixa tensão, enviaram à ERSE as suas propostas.

A EDA – Electricidade dos Açores, S.A. (EDA) e a EEM – Eletricidade da Madeira, S.A. (EEM), enquanto empresas responsáveis pelas redes elétricas, respetivamente, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, remeteram a sua participação para a fase de consulta pública ⁴.

Os operadores das redes de distribuição de energia eléctrica de Portugal continental exclusivamente em baixa tensão não apresentaram propostas.

Com base nas propostas recebidas, a ERSE desenvolveu uma proposta de reformulação do Guia, que agora se submete a consulta pública.

Figura 1-1 – Principais motivações para a reformulação do Guia



Assim, e em concreto, a proposta da ERSE integra um projeto regulamentar e o presente documento justificativo que, para além deste capítulo introdutório, contempla ainda os seguintes:

- Capítulo 2: sistematização das propostas apresentadas pelos operadores de rede;
- Capítulo 3: principais aspetos da proposta de reformulação;
- Capítulo 4: outros aspetos da proposta de reformulação;

⁴ No caso da EEM, essa remissão foi acompanhada de um conjunto muito circunscrito de sugestões de melhoria, tidas em conta pela ERSE na elaboração da sua proposta.

- Capítulo 5: correspondência entre as disposições da proposta de reformulação e as do Guia em vigor;
- Capítulo 6: mapeamento das obrigações de reporte, publicação e submissão de propostas.

No cumprimento do procedimento regulamentar previsto, a ERSE coloca a proposta de reformulação do Guia em consulta pública. A consulta pública decorre entre os dias 20 de fevereiro e 7 de abril de 2025, período durante o qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre a proposta apresentada pela ERSE.

Os contributos devem ser enviados preferencialmente por email ou, em alternativa, por correio, para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 130 ou Consulta Pública 130):

- Endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

A ERSE elaborará um relatório da consulta pública, no qual sistematizará os contributos recebidos e a ponderação efetuada para a decisão final sobre as regras em consulta.

Os contributos serão publicados, exceto se, expressamente, for pedida confidencialidade. Em caso de confidencialidade deve ser disponibilizada uma versão pública do contributo. Em qualquer caso, o(s) interessado(s) deve(m):

- a) Confirmar se são enviados elementos cuja divulgação seja restrita;
- b) Para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha os mencionados dados pessoais.

2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELOS OPERADORES DE REDE

Neste capítulo descrevem-se as principais linhas das propostas apresentadas à ERSE pelos operadores de rede para a reformulação do Guia.

2.1 PROPOSTA DA REN

No plano das apreciações gerais, a proposta da REN sublinha a importância do Guia na relação com os utilizadores da rede e entre operadores de rede, quer no contexto de processos anteriores (e.g., liberalização do mercado), quer no atual contexto de transição energética (agregação, partilha de energia, mobilidade elétrica, etc.).

Adicionalmente, a proposta refere que, desde a última aprovação do Guia, ocorreram diversas alterações legislativas que, à data de hoje, estão regulamentadas em peças autónomas, devendo beneficiar de reunião no Guia, designadamente, as relativas a redes inteligentes, autoconsumo, mobilidade elétrica, apropriação indevida de energia e perfis de consumo e de perdas.

Ainda no plano geral, e por último, a REN não se opõe à atual estrutura do Guia, baseada na cadeia temporal das atividades abrangidas (medição, leitura, processamento e validação de dados e disponibilização de informação), mas entende necessária uma revisão completa do mesmo, aproximando-o do estilo e da redação regulamentar adotada pela ERSE, procurando a simplificação de metodologias e de processos.

Ao nível das propostas específicas, a REN propõe alterações relativamente às seguintes matérias:

- Responsabilidade no fornecimento e instalação dos equipamentos de medição – considerar os novos modelos e atores: autoconsumo, comunidades, armazenamento, redes de distribuição fechadas, mobilidade elétrica;
- Especificação técnica dos equipamentos de medição – é sugerida a possibilidade de medição com recurso a tecnologias não convencionais, através de projetos-piloto. São propostas alterações de detalhe relativas a potências e classes de exatidão e o estabelecimento de pontos de ligação de Unidades de produção para autoconsumo (UPAC), mobilidade elétrica e redes de distribuição fechadas à RNT como pontos de medição;
- Acesso aos equipamentos de medição – é proposto o alargamento do universo de instalações a que a REN acede remotamente, de modo a contemplar, entre outras, instalações de armazenamento e

instalações de produção para autoconsumo ligadas às redes de distribuição. A REN defende que os requisitos de comunicação aplicáveis aos contadores em pontos de medição internos devem ser semelhantes aos dos contadores instalados na fronteira com a rede de serviço público. Por outro lado, propõe que, em instalações novas, com potência superior a 1 MVA (e, para as existentes, mediante um prazo de adaptação de dois anos), sejam obrigatórias a redundância de canal de comunicações e a ligação de pelo menos um canal de comunicação à rede do respectivo operador, para todos os contadores envolvidos no apuramento da energia da instalação. São propostos ainda alguns desenvolvimentos em matéria de verificação dos contadores de instalações de produção e consequências decorrentes do seu eventual mau funcionamento (ao nível da faturação e da participação em mercado);

- Procedimentos de ensaio e verificação dos equipamentos de medição – a proposta apresenta ajustes nos processos e ensaios atuais, visando aumentar a exigência na verificação inicial e atenuar a frequência das verificações periódicas, introduzindo o conceito de verificação por amostragem;
- Leitura, processamento das grandezas a considerar para efeitos de faturação e atribuição de responsabilidades – no âmbito da leitura e do direito de acesso aos dados, incluindo correção de anomalias, é proposta a consideração de instalações sobre-equipadas, reequipadas, hibridizadas, Unidades de Pequena Produção (UPP), UPAC e armazenamento autónomo. No caso concreto da correção de anomalias, é sugerida a adoção de regras universais a aplicar pelos operadores;
- Regras para a determinação de consumo associado a procedimento fraudulento – propõe-se extensão das regras atuais (aplicáveis a instalações de consumo) a instalações de produção;
- Regras especiais – são propostas regras a aplicar a instalações de produção (sobre-equipamento, reequipamento, hibridização) para apuramento da energia produzida, quando a medição é realizada a tensão diferente da tensão de ligação à rede. Sugerem-se alterações no âmbito do consumo dos serviços auxiliares de UPP no quadro de participação em mercado;
- Disponibilização de dados – é proposto o alargamento do âmbito, passando a incluir as novas modalidades de produção, o armazenamento ou as redes de distribuição fechadas. Propõe-se a previsão de diagramas de carga com períodos de integração inferiores a 15 minutos quando a instalação participa nos serviços de sistema, o reflexo do mercado de banda de mFRR⁵ ao nível dos fluxos de dados e a revisão de alguns dos momentos para disponibilização de dados;

⁵ *Manual Frequency Restoration Reserve*

- Formato e periodicidade de disponibilização do Diagrama de Geração de Mercado – é proposta a adoção da prática atual, que tem vindo a registar evolução por força do aumento da complexidade associada, que decorre do cada vez maior número de instalações participantes em mercado;
- Disponibilização de dados em instalações de produção – são propostas algumas alterações ao nível da atual metodologia de disponibilização de dados em instalações de produção.

2.2 PROPOSTA DA E-REDES

A proposta da E-REDES inclui alterações concretas de redação, identificadas no corpo do Guia, acompanhadas de um documento justificativo.

Identificam-se dois comentários gerais na proposta. Por um lado, a necessidade de atualizar o Guia face aos desenvolvimentos verificados nos últimos anos (redes inteligentes, autoconsumo, redes de distribuição fechadas, etc.), não deixando, todavia, de acautelar margem de evolução para tópicos que ainda se encontram numa fase menos madura de discussão. Por outro lado, sublinhando a relevância do Guia para o mercado, mas também o atual ritmo da evolução tecnológica (e.g., digitalização), a E-REDES sugere que se convençione um período não superior a três anos para as futuras revisões do Guia.

No respeitante a comentários específicos, a proposta da E-REDES incide nas seguintes temáticas:

- *Submetering* – defende-se que, nesta fase, a utilização de *submeters* (contadores internos às instalações) se circunscreva à prestação de serviços de sistema ou de serviços de flexibilidade (não incluindo, por exemplo, a contratação com diversos comercializadores num mesmo ponto de entrega). Para este efeito, devem impor-se características (metrológicas, funcionais, de comunicação) equivalentes às dos equipamentos de medição instalados nos pontos de fronteira com a rede de serviço público. Adicionalmente, 1) não devem permitir-se ligações de *submeters* em cascata, 2) deve ser salvaguardado o acesso remoto e local do operador a estes equipamentos, 3) propõe-se a definição de regras para determinação dos dados provenientes destes equipamentos e que a responsabilidade e propriedade dos *submeters* seja do operador de rede respetivo, sendo o cliente a suportar os custos associados;
- Correção de anomalias de medição e leitura – são apresentadas várias propostas, de que são exemplo o perímetro das anomalias de leitura, o prazo para correção de anomalias, os critérios de classificação de anomalias não tipificadas ou a definição de uma metodologia de correção de dados a aplicar por defeito nas situações de anomalias não tipificadas;

- Regras para a determinação de consumo associado a procedimento fraudulento – as propostas visam, fundamentalmente, o alinhamento com o estabelecido na legislação (Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro) e na regulamentação (Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia ⁶) no âmbito da apropriação indevida de energia;
- Programação de ciclos horários na BTN – propõe-se que a programação dos ciclos horários seja realizada somente ao nível dos sistemas centrais, e não nos próprios equipamentos de medição, de acordo com a prática atual em BTE, MT, AT e MAT;
- Regras de apuramento das grandezas de faturação em instalações complexas – é proposta uma definição de “instalação de especial complexidade” e ainda a publicação de procedimentos para apuramento das grandezas utilizadas na faturação destas instalações pelos operadores de rede;
- Estimativas aplicáveis ao armazenamento – a E-REDES considera necessários procedimentos e regras para estimar o consumo de instalações de armazenamento, bem como a injeção nos casos em que essas instalações participem em autoconsumo, propondo para o efeito a consideração das regras já estabelecidas para as instalações de consumo ou de produção, no mesmo nível de tensão;
- Documentos complementares – é sugerida a divisão dos documentos complementares em dois grupos: os que devem ser definidos pela ERSE e integrar diretamente o corpo do Guia e os que devem resultar de acordo entre operadores e agentes, baseados em propostas dos operadores;
- Perfis de consumo – a E-REDES enviou à ERSE a atualização do estudo de determinação dos perfis ótimos de consumo para a BTN, concluindo que a atual segmentação se mantém válida. Adicionalmente, propõe a consideração de três novos perfis aplicáveis a instalações com UPAC, de modo a contemplar a injeção na rede nos casos sem contrato de venda do excedente;
- Harmonização do tratamento de medições na produção – é proposto 1) manter as regras atualmente em vigor para as unidades de produção que beneficiam de regimes bonificados estabelecidos em diplomas anteriores, até ao término dos referidos regimes, 2) introduzir um procedimento para transição destas unidades para regime de mercado, aplicável após o término dos regimes bonificados e 3) definir e atualizar as regras de tratamento dos dados de produção atualmente aplicáveis aos centros electroprodutores em regime de mercado e às UPAC;

⁶ Aprovado pelo [Regulamento n.º 814/2023](#), de 27 de julho.

- Auditorias em sistemas de medição – é proposta a revisão das ações de verificação a realizar em cada segmento, em função do motivo que justifica a sua realização, com base na experiência adquirida e visando maximizar a relação custo-benefício destas ações;
- Redes de distribuição fechadas – é apresentado um conjunto de regras a aplicar na fronteira entre a rede de serviço público e as redes de distribuição fechadas;
- Regulamento de Execução (UE) 2023/1162 – a proposta inclui a remissão para os papéis e procedimentos do Regulamento de Execução (UE) 2023/1162, definindo as entidades responsáveis pela respetiva operacionalização em território nacional.

Para além destas principais matérias, a proposta da E-REDES inclui um conjunto muito alargado de propostas de alteração ao Guia, ao nível do detalhe da respetiva redação.

2.3 PROPOSTA DA EDA

A EDA informou a ERSE de que se encontra a implementar as regras estabelecidas no atual Guia. Não apresentando propostas de alteração, o operador referiu ainda que “caso sejam introduzidas alterações com impacto relevante, existindo um prazo para consulta pública, a EDA apresentará os constrangimentos e propostas de alteração, caso se justifique, bem como a necessidade de um período de transição”.

2.4 PROPOSTA DA EEM

Na comunicação que enviou à ERSE, a EEM referiu entender “não existirem motivos para, na área comercial, existirem critérios distintos para Portugal continental e para as regiões autónomas”.

Adicionalmente, remeteu a sua participação na reformulação do Guia, no essencial, para a consulta pública. Não obstante, fez acompanhar essa informação do seguinte conjunto de sugestões:

- Acesso remoto aos equipamentos de medição – propõe-se que, no caso de instalações de produção (micro e miniprodução, UPAC), a operação e manutenção da infraestrutura de telecomunicações para telecontagem do equipamento de medição sejam encargo do operador de rede (considerado como custos aceites) sendo, no entanto, a primeira instalação da responsabilidade do produtor. Propõe-se ainda acesso remoto a essas instalações, salvo se não existirem redes de comunicação disponíveis nos pontos de medição;

- Perfis de consumo e de produção – segundo a EEM, o desenvolvimento das redes inteligentes retira relevância à utilização de perfis, sugerindo-se recurso a metodologias baseadas em dados históricos ou de instalações similares.

3 PRINCIPAIS ASPETOS DA PROPOSTA DA ERSE

3.1 ESTRUTURA

O Guia foi publicado pela primeira vez em 2007, sujeito a revisões profundas em 2012 e 2015, e a processos de alteração de detalhe em 2013 e 2016 ⁷.

A atual estrutura do Guia segue de perto a do documento original, por sua vez baseado na sequência temporal das atividades abrangidas. Entende-se que esta opção se mantém válida e facilitadora da leitura e interpretação do quadro regulamentar, propondo-se a sua manutenção.

Naturalmente, a crescente complexidade do setor (e.g., regimes jurídicos vários, novas atividades e intervenientes, tipologia das instalações) tem tido reflexo no Guia, ao nível da inclusão de novas disposições e da densificação de diversas matérias, traduzindo-se num documento que, à data de hoje, pode ser objeto de melhor sistematização e maior simplificação, em benefício da sua aplicação. A ERSE acompanha, portanto, a opinião refletida nas propostas apresentadas pelos operadores de rede e, na sua proposta, procura ir ao encontro desse objetivo.

A proposta adota a forma articulada, o que se reflete ao nível da redação do conteúdo normativo (linguagem mais objetiva e clara), permitindo igualmente, como resultado da revisão sistemática, eliminar disposições menos inteligíveis, repetidas ou redundantes. Esta alteração aproxima o Guia do restante quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE e é facilitadora de um entendimento comum das regras estabelecidas.

Por outro lado, são integradas disposições que, por razões diversas, para as quais concorre o período de tempo alargado durante o qual o Guia não foi objeto de atualização, se encontram dispersas. São disso exemplo as metodologias para estimação de perfis de consumo e de injeção ⁸, de construção de perfis de

⁷ Respetivamente, através do [Despacho n.º 4591-A/2007](#), de 13 de março, da [Diretiva n.º 2/2012](#), de 6 de janeiro, da [Diretiva n.º 14/2015](#), de 7 de agosto, da [Diretiva n.º 22/2013](#), de 22 de novembro e da [Diretiva n.º 5/2016](#), de 26 de fevereiro.

⁸ Aprovadas pela [Diretiva n.º 2/2024](#), de 16 de janeiro.

perdas⁹, as regras de apuramento e imputação do fator de adequação¹⁰ ou, de forma mais geral, as regras relativas a medição, leitura e disponibilização de dados estabelecidas em outros regulamentos, e.g., Regulamento do Autoconsumo (RAC)¹¹, Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI)¹².

A integração destas disposições no Guia, que visa melhorar a sistematização de matérias do quadro regulamentar da competência da ERSE, é acompanhada da respetiva revogação na fonte originária, de modo a evitar repetições normativas e divergências interpretativas. Sem prejuízo, poderá, em situações pontuais, justificar-se a repetição de normas, para garantir uma adequada interpretação e aplicação de normativos relativamente a determinados regulamentos, acautelando-se a sua uniformização em futuras revisões regulamentares.

Por último, como resultado da eliminação de matérias que agora se entendem desnecessárias¹³ e da introdução de novas matérias, nos termos detalhados na proposta de reformulação, e com a preocupação de propor uma estrutura lógica e coerente, a disposição das matérias ao longo do articulado foi também objeto de ajustes, como representado na figura abaixo.

Figura 3-1 – Estrutura proposta para o Guia

- Capítulo I – Disposições iniciais
- Capítulo II – Medição
- Capítulo III – Leitura
- Capítulo IV – Anomalias
- Capítulo V – Apropriação indevida de energia
- Capítulo VI – Tratamento de dados
- Capítulo VII – Disponibilização de dados
- Capítulo VIII – Reporte de informação
- Capítulo IX – Regime transitório
- Capítulo X – Disposições finais

⁹ Aprovadas pela [Diretiva n.º 4/2024](#), de 16 de janeiro, retificada pela [Declaração de Retificação n.º 100/2024](#), de 7 de fevereiro, no caso da rede de transporte, e pela [Diretiva n.º 7/2024](#), de 16 de janeiro, retificada pela [Declaração de Retificação n.º 112/2024](#), de 8 de fevereiro, no caso das redes de distribuição.

¹⁰ Aprovadas pela [Diretiva n.º 3/2024](#), de 16 de janeiro.

¹¹ Aprovado pelo [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho.

¹² Aprovado pelo [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

¹³ A título de exemplo, o Capítulo V do atual Guia (“Serviços de promoção da eficiência energética, gestão da procura e telegestão”).

3.2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

O Guia em vigor é de aplicação exclusiva a Portugal continental. No passado, os operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira sinalizaram à ERSE a importância deste regulamento abranger igualmente essas regiões, considerando-se este processo de reformulação como momento adequado para o fazer.

Evidentemente, existem diversas disposições no Guia que, por força das especificidades dos sistemas elétricos insulares, não são aplicáveis, no todo ou em parte (e.g., apuramento de carteiras de comercialização, disponibilização de dados para participação em mercado, troca de dados entre operadores de rede). Também no plano técnico e tecnológico, poderão justificar-se abordagens regulamentares diferenciadas.

A proposta procura acomodar essas especificidades, mas o exercício deve beneficiar do contributo dos respetivos operadores na consulta pública, conhecedores que são da realidade dos sistemas que operam.

3.3 REDES INTELIGENTES

A revisão regulamentar do setor elétrico, promovida pela ERSE em 2023, afirmou, de forma transversal, as redes inteligentes como novo normal do setor. Essa afirmação foi justificada não apenas pelo estado do processo de instalação de contadores inteligentes e de integração em rede inteligente que se registava à data, mas também pela obrigação de conclusão desse processo, no caso de Portugal continental, até ao final de 2024.

Agora, para efeitos de reformulação do Guia, e por maioria de razão, uma vez que esta consulta ocorre já em 2025, é também esta a referência adotada¹⁴. Todo o quadro de regras pressupõe, por exemplo, acesso remoto aos equipamentos de medição e recolha diária de valores desagregados. As exceções estão enquadradas num regime transitório, que se subdivide entre instalações em BTN não integradas em redes inteligentes e instalações de produção ao abrigo de regimes jurídicos anteriores, sem medição quarto-horária ou sem leitura diária. A instituição deste regime transitório permite, desde logo, acomodar o diferente estágio de desenvolvimento das redes inteligentes nas regiões autónomas, cujos processos só

¹⁴ O impacto desta alteração é muito significativo. Faz-se notar, a título ilustrativo, que o Guia em vigor inscreve apenas uma referência a contadores inteligentes (e mesmo essa referência está na dependência de decisão favorável ao respetivo *rollout*).

deverão estar concluídos no final de 2025, no caso da Região Autónoma da Madeira, e no final de 2028, no caso da Região Autónoma dos Açores. Permite ainda, no caso de Portugal continental, o estabelecimento das regras a adotar pelos operadores de rede enquanto o processo de integração em rede inteligente não estiver totalmente concluído ¹⁵.

Ainda no âmbito das redes inteligentes, importa referir a situação específica da BTE. No plano legal, por um lado, e nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, não se estabelecem distinções em função do tipo de fornecimento para efeitos de instalação de contadores inteligentes e da sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes. Sem embargo, o respetivo cronograma, aprovado pelo Governo através do [Despacho n.º 14064/2022](#), de 6 de dezembro, abrange apenas a BTN.

Em relação à BTE, atente-se no seguinte:

- O universo destas instalações é muito reduzido face à BTN: cerca de 40 000 em Portugal continental (menos de 1% das instalações em BT), 3 000 na Região Autónoma da Madeira (menos de 2% das instalações em BT) e 900 na Região Autónoma dos Açores (menos de 1% das instalações em BT);
- Os atuais requisitos legais e regulamentares aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados na BTE permitem, há já vários anos, a prestação de diversos serviços das redes inteligentes, designadamente, a leitura remota diária de diagramas de carga ou a bidirecionalidade da medição;
- Há um conjunto de serviços previstos no RSRI (para a BTN) que, na BTE, não têm aplicação (e.g., serviços relacionados com o controlo da potência contratada) ou podem não ter justificação económica (e.g., a interrupção, a ativação, a desativação e o restabelecimento remotos).

Com este enquadramento, na revisão regulamentar de 2023, o âmbito do RSRI foi alargado à BTE ¹⁶ e estabeleceu-se a obrigação de os operadores de redes de distribuição em BT enviarem à ERSE os respetivos planos de instalação de contadores inteligentes e de integração em rede inteligente na BTE ¹⁷.

¹⁵ A fase final da campanha de instalação incide em zonas mais rurais, com menor densidade de clientes, e maiores dificuldades de acesso às instalações.

¹⁶ Nos termos do n.º 1 do art.º 1.º do RSRI.

¹⁷ Nos termos do n.º 3 do art.º 3.º do RSRI.

A análise realizada pela ERSE às propostas dos operadores de rede, entretanto recebidas, permite, de forma segura, estabelecer o final do ano de 2030 como prazo máximo para essa integração, sem prejuízo de alguns operadores concluírem o processo antecipadamente.

Propõe-se, assim, incluir no Guia a obrigação de conclusão do processo de integração em rede inteligente na BTE até ao final de 2030, acompanhada do dever de envio à ERSE dos requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes já instalados e/ou a instalar ¹⁸. Deste modo, não apenas se clarificam as obrigações de desenvolvimento das infraestruturas das redes inteligentes aplicáveis à BTE, como se assegura a sua exequibilidade, porquanto essas obrigações refletem os exercícios de planeamento dos operadores de rede.

3.4 INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO

Em relação à atividade de produção, o atual Guia adota uma lógica de regulamentação supletiva, aplicável na ausência de outras normas. Já sobre a atividade de armazenamento, o Guia é totalmente omissivo.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, determina que as matérias de medição, leitura e disponibilização de dados, relativamente às atividades de produção e armazenamento de eletricidade, são objeto de regulamentação pela ERSE. Adicionalmente, um dos cinco eixos fundamentais do diploma é o enquadramento e a densificação legislativa de novas realidades (e.g., reequipamento, hibridização, armazenamento).

Assim, na revisão regulamentar de 2023, no RRC, foram introduzidas diversas disposições conexas com este desenvolvimento legislativo, de que são exemplo:

- O estabelecimento dos pontos de ligação de instalações de armazenamento à RESP como pontos de medição [art.º 184.º, n.º 1];
- O estabelecimento de outros pontos de medição, para efeitos de medição individualizada da energia elétrica do sobre-equipamento ou para medição individualizada (por fonte primária) da energia elétrica de unidades de produção híbridas ou hibridizadas [art.º 184.º, n.º 1];

¹⁸ Os requisitos de medição na BTE são mais exigentes, por comparação com os da BTN, requerendo a especificação, o desenvolvimento e a qualificação de novos contadores inteligentes.

- A responsabilidade dos titulares de instalações de armazenamento pelo fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição dos pontos de ligação das respetivas instalações à RESP, em linha com o quadro aplicável à produção [art.º 185.º, n.º 1];
- O detalhe das regras de leitura aplicáveis aos equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação de instalações de produção ou de armazenamento à RESP, nomeadamente a obrigação de telecontagem e de recolha diária [art.º 202.º, números 4 e 5];
- O princípio da não aplicação de estimativas para faturação a instalações de produção ou de armazenamento, desde que não participantes em autoconsumo [art.º 202.º, n.º 6].

Adicionalmente, o RRC remete para o Guia as regras aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção e armazenamento ligadas à RESP, propondo-se agora essa concretização.

De uma forma geral ¹⁹, merecem destaque as seguintes propostas:

- A obrigação de os equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de instalações de produção ou de armazenamento à rede de serviço público, bem como os respetivos equipamentos de medição internos, se existentes, terem características equivalentes às estabelecidas para os equipamentos de medição dos pontos de medição de clientes finais, em função do nível de tensão;
- A consideração das perdas de transformação para referir as quantidades medidas de injeção na rede à tensão de ligação, quando esta não coincida com a tensão de medição;
- A possibilidade de o operador da RNT, mediante acordo com o respetivo operador da rede de distribuição, efetuar a leitura dos equipamentos de medição dos pontos de medição, de fronteira e internos, das instalações ligadas às redes de distribuição e participantes em autoconsumo que injetem excedentes transacionados em mercado organizado;
- Regras para estimar valores desagregados de injeção na rede por instalações de produção, em função da respetiva tecnologia;
- Regras para estimar valores desagregados (consumo e injeção) em instalações de armazenamento. Adicionalmente, tendo em conta a inexistência de histórico destas instalações, propõe-se que os operadores de rede apresentem à ERSE propostas de regras específicas para essas estimativas;
- Regras de disponibilização de dados envolvendo instalações de produção e de armazenamento;

¹⁹ O detalhe das propostas é objeto de análise no Capítulo 4 deste documento.

- Regime transitório aplicável às instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária. Determina-se que a transição destas instalações para regime remuneratório de mercado obriga os respetivos titulares ao cumprimento das regras aplicáveis às instalações nesse regime (e.g., celebração de contrato de fornecimento para os consumos próprios, características dos equipamentos de medição);
- A aplicação das regras para instalações de produção ou de armazenamento ligadas à RESP, na circunstância destas se encontrarem ligadas a redes de distribuição fechadas (e.g., fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição).

3.5 REDES DE DISTRIBUIÇÃO FECHADAS

Na sequência da clarificação legislativa promovida pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, as redes de distribuição fechadas (RDF) e os respetivos operadores foram integrados no quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE na revisão de 2023. No caso específico do RRC, e para efeitos das matérias abrangidas pelo Guia, inscreveram-se os seguintes princípios:

- Os pontos de ligação de RDF à RESP foram estabelecidos como pontos de medição, sendo do respetivo operador da RESP a responsabilidade pelo fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição a instalar nesses pontos;
- A equiparação do quadro de regras aplicável às atividades de medição, leitura e disponibilização de dados na fronteira entre a RESP e as RDF ao quadro aplicável às instalações de consumo ligadas à RESP no mesmo nível de tensão;
- Para efeitos do acesso às redes, o relacionamento comercial dos operadores das redes de serviço público com os operadores das RDF concretiza-se nos termos estabelecidos no RRC para o relacionamento comercial com os clientes constituídos como agentes de mercado.

Importa ainda recordar que, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, 1) a operação de RDF integra o elenco das atividades do SEN, 2) os operadores das RDF estão sujeitos aos deveres gerais dos operadores de redes de serviço público de distribuição, 3) as tarifas de acesso de terceiros à RDF são estabelecidas pelo respetivo operador e 4) a atividade de operação de RDF está sujeita a regulação pela ERSE.

Assim, a proposta de reformulação do Guia dispõe acerca das RDF, quer no respeitante à sua fronteira com a rede de serviço público e respetivos operadores, quer, nalguns casos, relativamente ao desempenho das atividades de medição, leitura e disponibilização de dados ao nível interno. O modelo proposto é muito semelhante ao estabelecido em Espanha ²⁰.

Figura 3-2 – Linhas gerais da proposta relativa às RDF

- Em geral, ao operador de RDF aplicam-se as obrigações dos operadores das redes públicas
- As instalações dos utilizadores das RDF devem estar dotadas de equipamento de medição que cumpra os requisitos legais
- Os comercializadores faturam aos seus clientes a energia consumida (incluindo perdas), sem encargos de acesso à rede (pública ou fechada)
- O operador da rede pública fatura ao operador da RDF os encargos de acesso à rede (relativos ao consumo no ponto de interligação)
- O operador da RDF reparte por cada utilizador:
 - os encargos de acesso à rede pública
 - os encargos de acesso à RDF

Concretamente, no âmbito da atividade de medição:

- Estabelecem-se como pontos de medição os pontos de ligação das instalações dos utilizadores das RDF a essas redes, bem como os pontos de ligação das RDF à rede de mobilidade elétrica;
- Ao fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição dos pontos de ligação das instalações dos utilizadores das RDF a essas redes aplicam-se as regras estabelecidas para os pontos de ligação das instalações dos utilizadores das redes de serviço público a essas redes, em função da tipologia das instalações (consumo, produção, armazenamento). Excetuam-se deste princípio geral as situações que possam estar expressamente previstas na legislação ou na regulamentação, designadamente nos casos de “instalações móveis” (e.g., comboios, barcos);

²⁰ Através do [Real Decreto 314/2023](#), de 25 de abril.

- Em relação às características dos equipamentos de medição:
 - No caso dos pontos de ligação das RDF à rede de serviço público, são estabelecidas por acordo entre os operadores de rede envolvidos, observando características mínimas equivalentes às dos equipamentos dos pontos de medição de clientes finais, em função do nível de tensão;
 - No caso dos pontos de ligação das instalações dos utilizadores das RDF a essas redes, devem ser equivalentes às dos equipamentos de medição dos pontos de ligação das instalações dos utilizadores da rede à rede de serviço público, em função da respetiva tipologia (consumo, produção, armazenamento) ²¹. Também para este efeito, se salvagam as situações que possam estar expressamente previstas na legislação ou na regulamentação, designadamente nos casos de “instalações móveis” (e.g., comboios, barcos).

No que respeita à atividade de leitura, prevê-se que:

- O operador da rede de serviço público seja responsável pela leitura dos equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação às RDF ²², sem prejuízo do operador da RDF também o poder fazer;
- O operador da RDF seja responsável pela leitura dos equipamentos de medição instalados nos pontos de medição das instalações dos respetivos utilizadores.

Estabelece-se também equiparação dos operadores de RDF aos operadores das redes de serviço público para efeitos de 1) eliminação e correção de anomalias e 2) realização de estimativas para faturação aos clientes e para participação em mercado.

Por outro lado, preveem-se as obrigações de disponibilização de dados dos operadores de RDF aos operadores das redes de serviço público, designadamente para efeitos de faturação dos encargos de acesso à rede de serviço público, pelos respetivos operadores ²³, e do apuramento das carteiras de comercialização e de agregação.

²¹ Note-se que, por um lado, aos utilizadores das RDF assistem os mesmos direitos que aos demais utilizadores das redes (escolha de comercializador, participação em regime de autoconsumo, integração na rede de mobilidade elétrica, prestação de serviços à rede) e, por outro, o Decreto-Lei n.º 15/2022 (n.º 3, art.º 122.º), estabelece a obrigação dos operadores de RDF utilizarem contadores compatíveis com os utilizados pelo operador de rede com o qual a RDF se encontre interligada.

²² Recolhendo ou determinando os valores das grandezas relevantes para faturação das tarifas de acesso às redes (designadamente, potência tomada, contratada e em horas de ponta, energia ativa e reativa), em termos idênticos às instalações de consumo ligadas à rede no mesmo nível de tensão.

²³ Recorde-se que o art.º 373.º do RRC já estabelece que, para efeitos do acesso às redes, o relacionamento comercial dos operadores das RDF com os operadores das redes públicas é similar ao dos clientes constituídos como agentes de mercado. Tal remete para que o tratamento das RDF careça de um contrato de uso das redes de serviço público, celebrado com o operador com o qual se interligue.

No caso mais simples, em que todas as instalações ligadas à RDF são fornecidas pelo respetivo operador, os relacionamentos comerciais limitam-se a 1) contratação do acesso do operador da RDF junto do operador da rede de serviço público, 2) fornecimento de energia ao operador da RDF (e correspondente liquidação de desvios) por parte do agente de mercado contratado para esse efeito e 3) abastecimento pelo operador da RDF das instalações ligadas à RDF.

Em situações mais complexas, a existência de instalações ligadas à RDF fornecidas por agentes de mercado, torna necessário que o operador da RDF agregue as medições dessas instalações por carteira e disponibilize esses dados ao operador da rede de serviço público.

Deste modo, a proposta da ERSE procura ir ao encontro da preocupação da REN, ao clarificar as responsabilidades de fornecimento e instalação dos equipamentos de medição na fronteira entre a rede de serviço público e as RDF.

De notar ainda que a medição e a correspondente faturação de potência e energia serão realizadas pelo operador da rede de serviço público que seja responsável pela leitura dos equipamentos de medição instalados na fronteira entre a RESP e as RDF, em períodos quarto-horários, acautelando assim, as preocupações identificadas pela E-REDES na sua proposta.

Por último, consagra-se a obrigação anual de envio pelo operador da RND à ERSE de uma caracterização da disponibilização de dados pelos operadores das RDF, permitindo supervisionar o respetivo desempenho.

3.6 CONTROLO METROLÓGICO

O controlo metrológico dos métodos e dos instrumentos de medição (utilizados em transações comerciais no setor elétrico) obedece 1) ao regime geral aprovado pelo [Decreto-Lei n.º 29/2022](#), de 7 de abril, 2) às disposições regulamentares gerais previstas no Regulamento Geral do Controlo Metrológico Legal dos Métodos e dos Instrumentos de Medição, aprovado pela [Portaria n.º 211/2022](#), de 23 de agosto, e ainda 3) às disposições constantes das portarias específicas de cada instrumento de medição, sendo aplicável, no caso dos contadores de energia elétrica ativa, a [Portaria n.º 321/2019](#), de 19 de setembro.

É no contexto deste quadro legal e regulamentar que se estabelecem, designadamente:

- as operações compreendidas pelo controlo metrológico legal (aprovação de modelo, primeira verificação, verificação periódica e verificação extraordinária), a sua particularização à

comercialização e colocação em serviço, a periodicidade da verificação (periódica) dos contadores de energia elétrica ativa;

- a identificação das entidades competentes no domínio do controlo metrológico legal (cabendo ao Instituto Português da Qualidade, I. P., na sua condição de Instituição Nacional de Metrologia, assegurar e gerir o sistema de controlo metrológico legal ²⁴);
- a determinação de que o regime do controlo metrológico legal é aplicável às regiões autónomas dos Açores e da Madeira (sem prejuízo das adaptações decorrentes da estrutura própria da administração regional autónoma).

Adicionalmente, o [Decreto-Lei n.º 45/2017](#), de 27 de abril, que transpõe para a ordem jurídica nacional a Diretiva 2014/32/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014, alterada pela Diretiva Delegada (UE) 2015/13, da Comissão, de 31 de outubro de 2014, fixa:

- os requisitos essenciais a que deve obedecer o fabrico e comercialização dos instrumentos de medição;
- os deveres dos fabricantes, dos importadores e dos distribuidores dos instrumentos de medição;
- as condições de presunção, avaliação e marcação de conformidade;
- os requisitos específicos aplicáveis aos contadores de energia elétrica ativa, designadamente, ao nível da exatidão, das condições nominais de funcionamento, dos erros máximos admissíveis, da adequação, das unidades ou da colocação em serviço.

Acresce que a legislação acima mencionada prevê a aplicação de normas europeias harmonizadas e de documentos normativos (especificações elaboradas pela Organização Internacional de Metrologia Legal ²⁵).

A fiscalização do cumprimento do disposto neste quadro legal compete à Autoridade de Segurança Alimentar e Económica.

²⁴ Nos termos dos respetivos Estatutos, aprovados pela [Portaria n.º 23/2013](#), de 24 de janeiro, na redação vigente, cabe ao Instituto Português da Qualidade, I. P., designadamente, participar na elaboração e revisão de regulamentação metrológica europeia e internacional, e promover e elaborar legislação nacional de controlo metrológico.

²⁵ <https://www.oiml.org/en>

Deste modo, propõe-se que as matérias do atual Guia a coberto dos pontos 12 (Potências de exatidão), 13 (Classes de exatidão), 17 (Controlo metrológico dos equipamentos de exatidão), 18 (Ações de verificação a pontos de medição), 19 (Procedimentos de verificação para a instalação de um novo ponto de medição), 20 (Procedimentos de verificação para alteração de um sistema de medição em serviço), 21 (Procedimentos de verificação periódica e obrigatória) e 22 (Procedimentos de verificação extraordinária) sejam eliminadas ²⁶, por falta de habilitação para o seu estabelecimento por parte da ERSE.

3.7 MOBILIDADE ELÉTRICA

O Guia ainda em vigor dispõe acerca do setor da mobilidade elétrica no quadro do [Decreto-Lei n.º 39/2010](#), de 26 de abril, na sua redação atual, que estabelece o respetivo jurídico.

O Guia cobre matérias como o fornecimento, a instalação e a leitura dos equipamentos de medição, o apuramento dos consumos de cada setor, a determinação da potência contratada em instalações em BTN ou ainda a disponibilização de dados entre os diversos intervenientes (operadores de rede, entidade gestora e comercializadores do setor elétrico).

O ano de 2024 foi particularmente dinâmico no respeitante ao setor da mobilidade elétrica. Por um lado, entrou em aplicação o [Regulamento \(UE\) 2023/1804](#) (AFIR), relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos. Por outro lado, foi publicado o estudo “[Concorrência e Mobilidade Elétrica em Portugal](#)”, elaborado pela Autoridade da Concorrência.

Registou-se ainda a proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ([Consulta Pública n.º 123](#)), em que se propunha a eliminação da tarifa de acesso às redes para a mobilidade elétrica.

Por último, e particularmente relevante para o Guia, no final de 2024, a ERSE foi consultada pelo Governo no âmbito do “Novo Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica”, cujo projeto visa simplificar o atual modelo e harmonizá-lo com o Regulamento (UE) 2023/1804 (AFIR). Como é do conhecimento público, o projeto introduz alterações significativas face ao modelo vigente que, a concretizarem-se, impactam no Guia a vários níveis: comercializadores de eletricidade da mobilidade elétrica (CEME), construção de carteiras, pontos de entrega virtuais, interação com a Entidade Gestora, etc.

²⁶ Note-se que, objetivamente, as regras estabelecidas nos pontos 18 a 22 do atual Guia respeitam ao detalhe dos ensaios a realizar para cada uma das operações de controlo metrológico legal, responsabilidade cometida por lei ao Instituto Português da Qualidade, I. P..

Apesar desta intenção do legislador, e uma vez que o novo regime não foi ainda publicado, a proposta de reformulação do Guia adota, no essencial, as atuais disposições.

Faz-se, contudo, notar que esta opção de não fazer depender o lançamento da consulta da publicação do novo regime da mobilidade elétrica deverá determinar uma nova revisão do Guia após essa publicação (no âmbito da necessária adaptação do quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE).

No âmbito da mobilidade elétrica, a REN e a E-REDES apresentaram algumas propostas.

Em relação à REN, a preocupação principal é a salvaguarda da possibilidade de ligação à RNT de instalações com pontos de carregamento de veículos elétricos integrados na rede de mobilidade elétrica. A proposta de reformulação do Guia integra esta possibilidade, no elenco de pontos de medição, em linha com o que o RRC em vigor já prevê (art.º 184.º, n.º 1, al. j)).

Por seu lado, a E-REDES sugere um conjunto de clarificações relativamente ao apuramento de valores em instalações ligadas à rede que tenham pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica. Essas clarificações visam o estabelecimento de regras para situações como anomalias de medição ou leitura ou a coexistência de pontos de carregamento de veículos elétricos com autoconsumo. As propostas apresentadas pelo operador foram, em geral, contempladas no articulado submetido a consulta.

4 OUTROS ASPETOS DA PROPOSTA DA ERSE

No capítulo anterior apresentaram-se os principais aspetos da proposta da ERSE para a reformulação do Guia. Por seu lado, neste capítulo são apresentadas as propostas relativas a aspetos mais específicos das várias matérias abrangidas pelo Guia. A discussão destas matérias refere, sempre que aplicável e considerado útil, as propostas apresentadas pelos operadores de rede. A estrutura do capítulo acompanha a própria estrutura do articulado, por razões de facilidade na localização dos temas.

4.1 NOVA LEGISLAÇÃO EUROPEIA PARA MELHORIA DA CONFIGURAÇÃO DO MERCADO DA ELETRICIDADE DA UNIÃO

No passado mês de julho entraram em vigor a [Diretiva \(UE\) 2024/1711](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001²⁷ e (UE) 2019/944²⁸ no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União e o [Regulamento \(UE\) 2024/1747](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942²⁹ e (UE) 2019/943³⁰ no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União.

De entre as alterações introduzidas por estes atos legislativos identificam-se três com potencial incidência ao nível do Guia. Por um lado, no âmbito da Diretiva (UE) 2024/1711, a livre escolha do comercializador (art.º 2.º, ponto 2) e o direito à partilha de energia (art.º 2.º, ponto 5). Por outro lado, no âmbito do Regulamento (UE) 2024/1747, os dispositivos de medição específicos (art.º 2.º, ponto 4).

²⁷ [Diretiva \(UE\) 2018/2001](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

²⁸ [Diretiva \(UE\) 2019/944](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

²⁹ [Regulamento \(UE\) 2019/942](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia.

³⁰ [Regulamento \(UE\) 2019/943](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

No respeitante às matérias a coberto da Diretiva (UE) 2024/1711, deve atender-se ao prazo para transposição estabelecido no seu art.º 3.º: 17 de julho de 2026. Assim, neste exercício de reformulação do Guia, essas matérias não são consideradas ³¹.

Situação distinta aplica-se aos dispositivos de medição específicos, estabelecidos no Regulamento (UE) 2024/1747 e, nessa medida, ao abrigo de ato legislativo vinculativo (i.e., não carecendo de transposição). De forma sintética, no regulamento europeu, 1) estabelece-se a definição destes dispositivos ³², quem pode utilizar os dados neles registados, em que condições e qual o âmbito dessa utilização ³³, 2) determina-se que, na ausência de contadores inteligentes, os operadores de rede considerem os dados destes dispositivos para a liquidação de serviços da resposta da procura e de serviços de flexibilidade ³⁴ e 3) prevê-se que os Estados-Membros estabeleçam regras e requisitos aplicáveis aos processos de validação dos dados provenientes destes dispositivos ³⁵.

Deste modo, atento o âmbito de utilização dos dispositivos de medição específicos (observabilidade, liquidação de serviços da resposta da procura e de serviços de flexibilidade), propõe-se que a discussão das regras regulamentares aplicáveis ocorra no quadro da elaboração do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição de eletricidade ³⁶, que terá previsivelmente lugar ainda em 2025.

4.2 DISPOSIÇÕES INICIAIS

Como já se referiu, o desenvolvimento mais relevante no âmbito das disposições iniciais do Guia é a proposta de alargamento do seu âmbito de aplicação às regiões autónomas dos Açores e da Madeira. Não obstante, três outras propostas merecem igualmente destaque.

³¹ Sem prejuízo do quadro legal nacional já existente, em particular o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, em relação a estas matérias (vide art.º 181.º, n.º 2, al. c), em relação à livre escolha do comercializador e Secção XIII do Capítulo II, em relação à partilha de energia / produção para autoconsumo).

³² “Dispositivo de medição específico”, um dispositivo ligado ou incorporado num ativo que presta serviços de flexibilidade ou de resposta da procura no mercado da eletricidade ou a operadores de redes [art.º 2.º, ponto 2 do Regulamento (UE) 2024/1747].

³³ Operadores das redes e participantes no mercado, mediante consentimento do cliente final, para fins de observabilidade e de liquidação dos serviços de resposta da procura e serviços de flexibilidade [art.º 2.º, ponto 4 do Regulamento (UE) 2024/1747].

³⁴ Nos termos do art.º 2.º, ponto 4 do Regulamento (UE) 2024/1747.

³⁵ Nos termos do art.º 2.º, ponto 4 do Regulamento (UE) 2024/1747.

³⁶ Como previsto no art.º 9.º, n.º 7 e no art.º 68.º, ambos do Regulamento de Operação das Redes (ROR).

PROTEÇÃO DE DADOS PESSOAIS E INFORMAÇÃO CONFIDENCIAL

Consagrou-se a proteção de dados pessoais como princípio geral e tratou-se, igualmente, a informação confidencial, a qual abrange mais do que informações de natureza pessoal.

Assim, sendo o Guia o documento que regula todo o procedimento relativo ao ciclo de vida dos dados de contagem e de consumo, e tendo em conta que grande parte dos dados tratados respeita a pessoas singulares, identificadas ou identificáveis ³⁷, é imperativo consagrar a proteção de dados pessoais como princípio geral. Neste pressuposto, optou-se por concentrar a matéria num único artigo da parte geral do Guia, com o intuito de deixar claro e sem espaço para interpretações diferentes, que a proteção de dados pessoais se aplica a todas as fases do processo. Neste particular, preteriu-se a proposta da E-REDES de dedicar um capítulo exclusivo à proteção de dados pessoais, por se considerar poder suscitar dúvidas quanto à sua aplicação. Não obstante, assinala-se positivamente o entendimento da E-REDES sobre a centralidade do tema para garantir o respeito pelos direitos e liberdades dos indivíduos.

No que diz respeito aos direitos dos titulares dos dados ³⁸, cumpre a cada responsável fornecer aos titulares dos dados toda a informação sobre o respetivo tratamento, nos termos do disposto nos artigos 13.º e 14.º do RGPD. Destaca a Comissão Nacional de Proteção de Dados (CNPd), na Diretriz/2019/2, que compete aos responsáveis pelo tratamento de dados *“a explicitação da finalidade ou finalidades do tratamento, as categorias de dados especificamente tratadas e os prazos de conservação”*, dedicando especial atenção à informação sobre *“o procedimento de recolha remota dos dados e do subsequente circuito destes”*, bem como explicar especificamente *“a finalidade e o procedimento de criação de perfis, de modo que o titular dos dados possa compreender as consequências visadas, ou simplesmente eventuais, do seu tratamento”*.

Sendo certo que a quase totalidade do território português se encontra coberta por um sistema de contadores inteligentes ³⁹ e tendo em conta o atual contexto de vertiginosa evolução tecnológica, é indispensável a prévia realização de avaliações de impacto de proteção de dados pessoais (AIPD).

³⁷ Conforme n.º 1 e 2 do art.º 4.º do Regulamento (UE) 2016/679, de 27 de abril de 2016 (Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados, doravante RGPD).

³⁸ Nos termos do art.º 12.º e seguintes do RGPD.

³⁹ Preparado para medir o consumo e a injeção de eletricidade, que fornece mais informações do que um contador convencional e que pode transmitir e receber dados para efeitos de informação, monitorização e controlo, recorrendo a uma forma de comunicação eletrónica.

Através das AIPD, as quais têm por base a análise do risco para os direitos, liberdades e garantias das pessoas singulares, apresentam-se medidas mitigadoras desse risco. Sobre estas avaliações de impacto, relembra-se a recomendação emitida pela CNPD na já mencionada Diretriz/2019/2, onde refere que *“a rede inteligente de energia elétrica implica a realização de operações de tratamento de dados pessoais por diferentes responsáveis, seria vantajoso que o estudo de impacto fosse realizado em conjunto pelos vários intervenientes ou, pelo menos, pelos principais intervenientes (operador de rede de distribuição e comercializadores”, acrescentando que “O estudo deve ainda ser acompanhado das medidas de proteção de dados desde a conceção e por defeito (cf. artigo 25.º do RGPD)”*. Faz-se notar que ambos os princípios foram, também, expressamente previstos no preceito do Guia dedicado à proteção de dados pessoais.

Constata-se que, atualmente, há um aumento significativo de incidentes de segurança e um interesse crescente por encontrar vulnerabilidades nos sistemas informáticos que suportam o fornecimento de bens essenciais, como é o caso da eletricidade. Acresce que as redes inteligentes, ao proporcionarem a circulação regular e massiva de dados pessoais, bem como a intercessão de vários intervenientes, potencia de modo accidental ou ilícito, a destruição, perda, alteração, divulgação ou o acesso não autorizado aos dados recolhidos, transmitidos, conservados ou sujeitos a qualquer outro tipo de tratamento.

Para minimizar os incidentes, devem ser utilizadas as melhores medidas técnicas e organizativas disponíveis, como sejam as medidas mais eficazes, avançadas e com adequação prática, para proporcionar, em princípio, a base para o cumprimento das regras de proteção, segurança, integridade, disponibilidade e confidencialidade dos dados pessoais. A CNPD elenca na sua DIRETRIZ/2023/1 algumas medidas técnicas e organizativas aplicáveis aos tratamentos de dados pessoais, e incentiva os responsáveis pelo tratamento e os subcontratantes a definir antecipadamente e a colocar em prática planos de prevenção, para que possam proteger os seus sistemas e infraestruturas e ter mecanismos prontos a detetar uma violação de dados pessoais e mitigar rapidamente os efeitos negativos sobre os direitos dos respetivos titulares.

Por fim, cumpre sublinhar que recai sobre cada responsável pelo tratamento de dados pessoais a obrigação de demonstrar que o tratamento respeita o disposto no RGPD, bem como realçar que a consagração da proteção de dados pessoais no Guia não prejudica, nem poderia, a integral aplicação do RGPD, da lei nacional de execução ⁴⁰ e da restante legislação conexas.

⁴⁰ Lei n.º 58/2019, de 8 de agosto, que assegura a execução, na ordem jurídica nacional, do Regulamento (UE) 2016/679 do Parlamento 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.

CIBERSEGURANÇA

É proposta a introdução de um artigo dedicado à cibersegurança. Estando em causa um regulamento que cobre atividades como a medição e a disponibilização de dados e que assume as redes inteligentes como base tecnológica, entende-se importante a inscrição de alguns princípios básicos.

Assim, as disposições propostas seguem de perto o art.º 4.º do ROR, estabelecendo que, no caso de um ataque cibernético a um operador de rede, utilizador de rede ou agente de mercado, logo que uma destas entidades atacadas possa concluir que existe ou possa vir a existir impacto relevante ou substancial, esta compromete-se a informar as outras entidades o mais rapidamente possível, após ter tomado conhecimento do ataque cibernético, utilizando os canais de comunicação criados para o efeito para a receção das notificações do ataque cibernético.

Naturalmente, as disposições agora propostas não substituem as obrigações já previstas na legislação específica, como são os casos do Decreto-Lei n.º 65/2021⁴¹, da Diretiva (UE) 2022/2555⁴² e do Regulamento Delegado (EU) 2024/1366⁴³.

SERVIÇOS OPCIONAIS

É proposto um artigo relativo à prestação de serviços opcionais pelos operadores de rede de distribuição e pelos comercializadores de último recurso, no quadro do estabelecido no RRC (art.º 18.º), reformulando os pontos 75 a 78 do atual Guia. Neste âmbito é introduzida a obrigação de caracterização anual, nomeadamente identificando os serviços prestados, quantificando essa prestação e os respetivos custos.

⁴¹ Decreto-Lei n.º 65/2021, de 30 de julho, que regulamenta o regime jurídico da segurança do ciberespaço e define as obrigações em matéria de certificação da cibersegurança.

⁴² Diretiva (UE) 2022/2555 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 14 de dezembro de 2022, relativa a medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de cibersegurança na União, que altera o Regulamento (UE) n.º 910/2014 e a Diretiva (UE) 2018/1972 e revoga a Diretiva (UE) 2016/1148 (Diretiva SRI 2).

⁴³ Regulamento Delegado (UE) 2024/1366 da Comissão, de 11 de março de 2024, que completa o Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho estabelecendo um código de rede relativo a regras setoriais para os aspetos ligados à cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade.

4.3 MEDIÇÃO

O Capítulo II da proposta de Guia é dedicado à atividade de medição (imagem abaixo) e estrutura-se de um modo semelhante ao do Capítulo II do atual Guia, inscrevendo, contudo, diversas propostas de alteração, nos termos que se detalham de seguida.

Figura 4-1 – Estrutura proposta para o Capítulo II - Medição

- Secção I – Disposições gerais
- Secção II – Pontos de medição internos às instalações dos utilizadores
- Secção III – Características dos equipamentos de medição
- Secção IV – Controlo da potência contratada
- Secção V – Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento ou da tensão de ligação
- Secção VI – Grandezas a medir ou a determinar

4.3.1 PONTOS DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O elenco dos pontos de medição de energia elétrica encontra-se disperso por diversos regulamentos, de que são exemplo o RRC (art.º 184.º), o próprio Guia (ponto 4) ou, no contexto de cada um dos respetivos regimes, o RAC (art.º 16.º) e o RME (art.º 49.º), entendendo-se importante reunir agora esse elenco no Guia ⁴⁴. Adicionalmente:

- Os pontos de ligação de instalações de consumo, produção ou armazenamento à rede de serviço público são agrupados na designação “pontos de ligação das instalações dos utilizadores da rede” ⁴⁵;
- O RRC e o atual Guia estabelecem como pontos de medição as ligações das subestações da RNT à RND e os postos de transformação MT/BT, quando as redes de MT e BT são exploradas por operadores de rede distintos. No pressuposto de que todos os autotransformadores e transformadores que integram as redes de serviço público (de Portugal continental e das regiões

⁴⁴ Opta-se, contudo, por não alterar/revogar os preceitos dos demais regulamentos, de modo a preservar a respetiva estrutura (e.g., o RRC inscreve diversas referências cruzadas para o art.º 184.º, acima identificado).

⁴⁵ Entendendo-se por «utilizador da rede» uma pessoa singular ou coletiva que abastece uma rede de transporte ou uma rede de distribuição ou é por ela abastecida.

autônomas) se encontram já hoje dotados de equipamento de medição, estabelecem-se como pontos de medição obrigatória todos “os pontos de autotransformação e de transformação internos à rede de serviço público”;

- Estabelecem-se como pontos de medição obrigatória os pontos de ligação da rede de serviço público (ou da RDF), à rede de mobilidade elétrica, em linha com o já previsto no RRC (art.º 184.º, n.º 1, al. j)) e no RME (art.º 49.º, al. a)) e com a proposta da REN, que inscreve a possibilidade de ligação à rede de mobilidade elétrica a partir da RNT ⁴⁶. Deste modo, o Guia fica desde já preparado para essa possibilidade, cuja concretização depende, nomeadamente, das dimensões do licenciamento e das condições técnicas de ligação à rede, da responsabilidade da DGEG ⁴⁷;
- Prevê-se a medição individualizada do armazenamento colocalizado em instalações de produção, em linha com a alteração da definição de “hibridização” estabelecida no Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro, que altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis. Note-se que esta medição é indispensável para apurar os dados necessários à concretização da isenção de encargos de acesso à rede, nos termos previstos no Regulamento Tarifário do setor elétrico ⁴⁸;
- Sem caráter de obrigatoriedade, e em linha com a habilitação regulamentar dada pelo RRC (art.º 184.º, números 4 a 6), prevê-se a possibilidade de se constituírem como pontos de medição os pontos internos às instalações dos utilizadores da rede. Estes pontos de medição podem ser relevantes em situações como a prestação de serviços à rede ⁴⁹, a dupla medição, instalações integradas na rede de mobilidade elétrica ⁵⁰, instalações de especial complexidade ou ainda a contratação de fornecimento com múltiplos comercializadores ⁵¹. Nesta reformulação do Guia são

⁴⁶ O atual Guia apenas prevê a possibilidade de ligação a partir de redes de distribuição (ponto 4, al. f)).

⁴⁷ O [Anexo](#) aprovado pelo [Despacho n.º 22/DGEG/2024](#), de 5 de agosto, que estabelece os procedimentos e esquemas exemplificativos para a conceção, inspeção, vistoria e certificação de instalações de Estações de Carregamento de Veículos Elétricos refere que está em estudo a ligação de Estações de Carregamento de Veículos Elétricos diretamente à RESP, através da RNT (ponto 8).

⁴⁸ Concretamente, n.º 2 do art.º 54.º.

⁴⁹ A discussão relativa às regras regulamentares aplicáveis a estes casos (serviços da resposta da procura e serviços de flexibilidade), e como referido no ponto 4.1 do documento, deverá ocorrer no quadro da elaboração do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição de eletricidade. Para esse efeito serão tidas em conta as propostas agora apresentadas pela E-REDES relativas ao *submetering* (ponto 3.1 da respetiva proposta), mas também as já apresentadas (nomeadamente pela E-REDES e pela EDP) no âmbito do processo de revisão regulamentar que ocorreu em 2023, particularmente no quadro do RRC.

⁵⁰ Os equipamentos de medição dos pontos de carregamento na rede de mobilidade elétrica integram o setor da mobilidade elétrica, sendo que os operadores de rede do setor elétrico não têm qualquer visibilidade sobre estes. Esta situação poderá alterar-se, particularmente no contexto do carregamento inteligente ou bidirecional, na dependência da evolução do atual modelo legal e regulamentar, como se discute, designadamente, no ponto 3.7.

⁵¹ Tema enquadrado no ponto 4.1 deste documento justificativo.

especificamente endereçados os casos de dupla medição e os das instalações de especial complexidade ⁵².

4.3.2 FORNECIMENTO, INSTALAÇÃO, MANUTENÇÃO E SUBSTITUIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

No âmbito do fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição, propõe-se, no essencial, que o Guia inscreva as regras já estabelecidas nos regulamentos em vigor (RRC e RAC).

Merecem, ainda assim, especial referência as seguintes propostas:

- Atribui-se responsabilidade pelas etapas acima elencadas ao operador da rede de serviço público a montante, no caso de pontos de transformação internos à rede de serviço público. Deste modo, na fronteira entre a RNT e a RND essa responsabilidade deve ser do operador da RNT ⁵³, e na fronteira entre a RND e as redes de distribuição em BT essa responsabilidade é do operador da RND ⁵⁴. Naturalmente, no caso de pontos de transformação internos a uma dada rede (e.g., autotransformação em MAT), essa responsabilidade é do respetivo operador;
- No caso dos pontos de ligação das instalações dos respetivos utilizadores às RDF, prevê-se a aplicação das regras estabelecidas para os pontos de ligação das instalações dos utilizadores à rede de serviço público, em função da respetiva tipologia da instalação (consumo, produção, armazenamento). Deste modo, asseguram-se condições niveladas para todos os utilizadores, independentemente da rede a cuja instalação esteja ligada;
- Em relação aos pontos de medição internos de instalações de produção ou de armazenamento, a proposta replica as regras estabelecidas para os equipamentos de medição instalados na fronteira dessas instalações com a rede, atribuindo aos respetivos titulares essas mesmas responsabilidades.

⁵² Faz-se notar que o RRC já estabelece, em relação à dupla medição, que as condições aplicáveis à integração destes equipamentos de medição nos sistemas e procedimentos dos operadores de rede são objeto de acordo entre as partes (art.º 185.º, n.º 7) e, em relação a casos de especial complexidade (tratados em maior detalhe no ponto seguinte deste documento), que esta condição seja devidamente justificada pelo utilizador da rede e objeto de análise prévia pelo operador de rede (art.º 184.º, n.º 6).

⁵³ Como estabelecido no RRC (art.º 185.º, n.º 1, al. a)) e no Guia atual (ponto 10, al. a)).

⁵⁴ Como estabelecido no RRC (art.º 210.º conjugado com o art.º 185.º, n.º 1, al. c)).

4.3.3 INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE ESPECIAL COMPLEXIDADE

ENQUADRAMENTO

Existem instalações elétricas ⁵⁵ com configurações complexas e variadas, cujas circunstâncias específicas podem impedir a aplicação das regras regulamentares baseadas apenas na existência de um equipamento de medição do operador de rede instalado no ponto de interligação com a rede de serviço público.

Para além da complexidade topológica destas instalações, assiste aos seus titulares o direito de opção pelo regime remuneratório mais conveniente (cogeração, autoconsumo), existindo distintos quadros de regras para, em função desses regimes, o operador de rede apurar as variáveis de faturação.

As especificidades deste tipo de instalações podem determinar a adoção de regras particulares, condicionadas por aspetos como os seguintes:

- A topologia das instalações elétricas enquadra-se no âmbito do projeto e do licenciamento, não podendo a ERSE definir alterações através de normas regulamentares próprias;
- O Guia atual define regras gerais, para os casos mais comuns e mais simples, não prevendo instalações complexas;
- As soluções de medição adaptadas a alguns destes casos concretos já se encontram concretizadas, estando a ser utilizadas pelos operadores de rede, mesmo sem previsão expressa no Guia;
- O procedimento de apuramento dos dados para faturação deve determinar a totalidade da energia quarto-horária consumida ou injetada na rede, no ponto de interligação com a rede de serviço público;
- Os equipamentos de medição internos devem cumprir as características previstas na legislação e na regulamentação;
- A solução particular de medição não deve beneficiar nem penalizar indevidamente o titular da instalação, face à situação (normal) prevista no Guia.

⁵⁵ Tipicamente instalações industriais associadas a unidades de produção.

Reconhecendo que estes casos – legítimos, em função do licenciamento concreto das instalações elétricas – não estavam previstos no quadro regulamentar, a ERSE, em 2023, habilitou a adoção de soluções adaptadas, como o recurso a contagens parciais em pontos de medição internos ⁵⁶.

Propõe-se agora, no contexto da reformulação do Guia, densificar as regras a aplicar pelo operador de rede a estas instalações.

PROPOSTAS DOS OPERADORES

No âmbito das instalações complexas, a E-REDES apresentou as seguintes propostas:

- Definir «instalação de especial complexidade» como sendo uma instalação que apresente, pelo menos, um ponto de medição a jusante do ponto de medição da interligação com a RESP ou cujo apuramento das grandezas para efeitos de faturação implica cálculos suportados em dados recolhidos em múltiplos equipamentos de medição;
- Determinar que todas as instalações individuais devem apresentar um único ponto de ligação à RESP, com um único ponto de medição, excetuando as instalações coletivas em BT;
- Prever a possibilidade de o titular da instalação acordar com o operador de rede regras particulares para apuramento das grandezas a considerar na faturação e determinar que o operador de rede estabeleça e publique essas regras, em função das configurações possíveis.

PROPOSTA DA ERSE

As instalações de especial complexidade constituem um conjunto muito reduzido e heterogéneo que, por essa razão, deve beneficiar de abordagem casuística. Assim, a proposta regulamentar apresentada pela ERSE remete para o estabelecimento (evolutivo), pelos operadores de rede, de um quadro de regras gerais aplicável (para a medição e determinação das grandezas a considerar na faturação dos encargos de acesso à rede), que assegure um patamar mínimo de uniformização das regras a aplicar, objeto de particularização a cada instalação através de um acordo entre o operador de rede e o respetivo titular.

Por motivos de dever de informação e de transparência, prevê-se que esse quadro de regras gerais seja objeto de publicação pelos operadores de rede, no prazo de três meses após entrada em vigor do Guia.

⁵⁶ Nos termos do art.º 184.º, n.º 6 do RRC.

Adicionalmente, propõe-se um conjunto de princípios relacionados com os equipamentos de medição dos pontos de medição internos, abrangendo matérias como responsabilidades, localização, requisitos, acesso pelo operador, regras a adotar em caso de anomalia.

Não é, neste contexto, acolhida a proposta apresentada pela E-REDES relativa à unicidade da ligação à rede de serviço público, porquanto essa matéria integra as condições técnicas de ligação à rede, cuja responsabilidade é da DGEG.

Da mesma forma, não se entende necessária, nesta fase inicial, a inscrição no quadro regulamentar de uma definição de instalação de especial complexidade, até para não limitar excessivamente o perímetro e as condições de elegibilidade. Propõe-se, contudo, excluir as instalações ligadas às redes de BT.

4.3.4 PARAMETRIZAÇÃO DO TRATAMENTO TARIFÁRIO

ENQUADRAMENTO

O ponto 14.3 do Guia atual prevê que, em novas ligações e situações de seleção de uma nova opção tarifária ou ciclo horário, a parametrização do tratamento tarifário deve ser efetuada pelos operadores de rede nos equipamentos de medição, local ou remotamente.

A consulta da informação através do equipamento de medição implica a atualização da parametrização em função das alterações contratuais e opções tarifárias que forem ocorrendo ao longo do tempo, processo que encerra complexidade, uma vez que algumas destas intervenções têm de ser feitas localmente e, mesmo quando realizadas remotamente, requerem a utilização de ferramentas informáticas específicas de cada fabricante.

O Guia estabelece regras que definem as matérias e a metodologia para a realização destas alterações pelos operadores de rede, devendo estar asseguradas a transparência e rastreabilidade de ações, para garantia de autenticidade dos dados medidos.

PROPOSTAS DOS OPERADORES

A E-REDES, na sua proposta, informou que todo o tratamento tarifário para efeitos de faturação das instalações não-BTN (MAT, AT, MT, BTE) é atualmente efetuado em sistema central, com base nos diagramas de carga. Assim, propõe que a programação do ciclo de faturação seja realizada apenas ao nível

dos sistemas centrais e que o futuro Guia não incluía a atual exigência de efetuar esta programação nos equipamentos de medição.

Adicionalmente, a E-REDES propõe eliminar a obrigação de os equipamentos de medição disponibilizarem a desagregação dos consumos por período, uma vez que, no seu entender, tal permitiria uma maior celeridade na execução de alterações contratuais, sem constrangimentos de comunicações, nem necessidade de deslocamentos ao local. Em todo o caso, a E-REDES entende que se mantenha a disponibilização das leituras do registo totalizador.

Por seu lado, em relação às funcionalidades dos equipamentos de medição em MAT, a REN propõe que a tabela de feriados tenha uma validade de pelo menos um ano, em detrimento da regra atual que prevê parametrização desta informação para todo o período de vida útil do equipamento de medição.

PROPOSTA DA ERSE

A ERSE reconhece que a parametrização, remota ou local, dos equipamentos de medição pode, em determinadas circunstâncias, gerar desafios, tanto para os operadores de rede, como para os utilizadores da rede. Por esse motivo, propõe que, para os segmentos MAT, AT, MT e BTE, as funcionalidades de programação associadas ao tratamento tarifário possam ser realizadas exclusivamente ao nível dos sistemas centrais, sem prejuízo de se poder realizar a parametrização diretamente no equipamento de medição.

Sem prejuízo do exposto, e apesar de ser a prática atual, poder-se-á discutir se, para o segmento de BTE, as funcionalidades de programação associadas ao tratamento tarifário e a informação a exibir no visor do equipamento de medição deveriam ser mais próximas das regras previstas para o segmento de BTN, atendendo, por exemplo, ao nível de informação dos consumidores em causa. A proposta apresentada está conforme a prática atual, solicitando-se aos interessados a apresentação de elementos que possam justificar a sua alteração.

As alterações à parametrização tarifária, bem como os valores das grandezas utilizadas para faturação devem ser disponibilizados, de forma gratuita, de modo estruturado e de uso corrente, aos utilizadores da rede, através da plataforma online dos respetivos operadores, mantendo-se a obrigação de exibir o registo totalizador no visor do equipamento de medição.

No caso da BTN, toda a informação que permita a conferência de faturas deve permanecer acessível no visor do equipamento de medição, conforme previsto no n.º 4, do Anexo I da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, nomeadamente, o registo totalizador dos consumos por período horário e o ciclo tarifário.

Importa salientar que as regras da Portaria n.º 231/2013, estão datadas, tendo a realidade ultrapassado as necessidades e os objetivos definidos. De facto, à data não existiam as situações que tornam esta obrigação impossível de cumprir nalguns pontos de entrega, como são exemplo, a determinação de consumo e injeção em saldos de 15 minutos, a partilha em autoconsumo coletivo ou a mobilidade elétrica.

De salientar ainda que, regulamentarmente, é possível ter ciclos de faturação distintos para a faturação das tarifas de acesso às redes e para o consumo de energia. É uma situação que poderá tornar-se mais frequente em situações associadas à partilha de energia produzida localmente, favorecendo o consumo com preços distintos dos sinais de preço associados aos ciclos de faturação do acesso às redes. Nestes casos, a disponibilização da informação referida na Portaria n.º 231/2013 apenas no contador não se afigura a situação com informação mais acessível para o consumidor, nem a mais prática na perspetiva do operador da rede. Neste contexto, a proposta de Guia de Medição estabelece no n.º 5 do artigo 17.º a possibilidade de nas instalações em BTN que tenham situações de medição mais complexas, derivadas da existência de autoconsumo, mobilidade elétrica ou outras, os contadores possam não deter a totalidade da informação para conferir a fatura, dado que, para o efeito, serão necessários dados adicionais (ex.: saldos de consumo e injeção ou consideração da partilha).

Mantém-se o regime vigente, relativamente à obrigação de informação com antecedência face à data da realização das alterações de parametrização do tratamento tarifário, pelos operadores das redes, bem como o direito de solicitação de alteração desta parametrização pelo cliente.

Mantêm-se igualmente as regras aplicáveis nas situações de inadequação do contador face à opção tarifária do cliente, estabelecendo-se a repartição dos consumos medidos pelos períodos horários.

No que respeita aos procedimentos a observar na parametrização, ao nível dos sistemas centrais, remota ou local, mantêm-se as obrigações de os operadores das redes assegurarem a transparência e a auditabilidade da sua atuação, conforme o previsto no artigo 121.º da proposta.

De notar que, na versão atualmente em vigor do Guia, estão previstas regras de detalhe sobre a metodologia a aplicar em caso de parametrização remota com ou sem perdas de valores (ponto 14.3.1.1). Apesar de agora deixar de estar prevista a obrigação da aplicação de uma metodologia, é fundamental que

os operadores das redes tenham procedimentos que assegurem a informação e auditabilidade das alterações que possam ter impacto na medição, faturação e controlo de potência.

4.3.5 PARAMETRIZAÇÃO DA FUNÇÃO DE CONTROLO DA POTÊNCIA CONTRATADA REALIZADA PELO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE

Para efeitos de controlo da potência contratada nas instalações de clientes finais em BTN, o Guia atual (ponto 14.2.1) prevê o recurso a 1) dispositivo de controlo de potência (DCP) ou 2) dispositivo integrado no próprio equipamento de medição.

Em regra, para instalações dotadas de equipamento de medição inteligente, o controlo da potência contratada é assegurado pelo próprio equipamento de medição e o tempo de abertura do interruptor de controlo de potência (integrado no equipamento de medição inteligente), dependendo fundamentalmente da corrente de corte parametrizada, é ajustável em função de uma banda de tolerância.

Aquando do início da instalação em larga escala dos equipamentos de medição inteligentes, vários clientes reportaram (aos respetivos operadores de rede e à ERSE) atuações do interruptor de controlo de potência que não tinham lugar antes da substituição do equipamento de medição (situação em que o controlo de potência era assegurado pelo DCP).

A atuação dos DCP magnetotérmicos é em função de um aumento de temperatura (induzido pela corrente elétrica) que não ocorre instantaneamente (e que é tanto menor, quanto menor for a sobrecarga registada). Ademais, o envelhecimento destes equipamentos tende a resultar em maiores tolerâncias de atuação.

Neste cenário, identificaram-se duas possibilidades para a resolução das situações reportadas (e das que se perspectivavam em função do *rollout* de equipamentos de medição inteligentes): 1) o aumento da potência contratada por parte dos clientes ou 2) a parametrização da função digital dos equipamentos de medição inteligentes emulando a curva de disparo dos tradicionais DCP.

A opção da ERSE foi a de instruir os operadores de rede no sentido de programarem os equipamentos de medição inteligentes para uma atuação tão próxima quanto possível da atuação dos DCP, de modo a não impactar na experiência de utilização dos clientes finais. Como consequência, em função da magnitude da ultrapassagem do valor de corrente associado à potência contratada, pode ser tomada uma potência superior à contratada e, nos casos em que essa potência contratada coincida com a potência certificada,

superior à potência certificada. Tal como antes sucedia com os DCP, em caso algum, esta programação poderá impactar na segurança das instalações.

Assim, com o enquadramento anterior, estabelece-se a possibilidade da atuação do operador de rede, da forma descrita, na parametrização da atuação do interruptor de controlo de potência, em termos compatíveis com a garantia da segurança das instalações elétricas e em harmonia com a experiência de controlo de potência dos consumidores.

4.3.6 MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO E MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE LIGAÇÃO

MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

A medição de energia elétrica deve ser feita à tensão de fornecimento, exceto em casos devidamente justificados ⁵⁷. À data de hoje, segundo informação prestada à ERSE pela E-REDES, existem cerca de 19 100 instalações de clientes MT ⁵⁸ nessa situação de exceção ⁵⁹.

Nestes casos, nos termos do RRC ⁶⁰, 1) as quantidades medidas devem ser referidas à tensão de fornecimento, tendo em conta as perdas (no ferro e no cobre) nos transformadores de potência, como estabelecidas nos correspondentes boletins de ensaios, 2) em caso de justificada impossibilidade de obtenção do boletim de ensaios, a forma de referir as quantidades medidas deve ser acordada entre o operador da rede e o cliente ou o seu comercializador e 3) na ausência desse acordo, devem ser observados os valores tipificados dispostos no Guia.

Segundo dados da E-REDES, a taxa média de entrega de boletins de ensaios registada nos últimos 20 anos foi de 90%, com tendência de subida, sem prejuízo de, considerando a totalidade das instalações atualmente ligadas, os boletins terem sido facultados em apenas 40% dos casos. A prática adotada pela E-

⁵⁷ Nos termos do n.º 5 do art.º 28.º do RRC.

⁵⁸ Representando mais de 70% das instalações de clientes MT em Portugal continental. Em novas instalações, contudo, o recurso a medição a tensão diferente da tensão de fornecimento é, efetivamente, excecional.

⁵⁹ Em regra, a opção por medição a tensão diferente (BT) da tensão de fornecimento (MT) deriva da redução de custos ao nível dos transformadores de medida e de dificuldades de atravancamento em alguns tipos de postos de transformação aéreos.

⁶⁰ Em concreto, do art.º 34.º.

REDES, quando o boletim de ensaios é disponibilizado, é a de considerar as perdas no ferro de acordo com esse boletim, mas estimar as perdas no cobre com base nos coeficientes estabelecidos no Guia ⁶¹.

Face à cada vez maior disponibilização dos boletins de ensaios, a E-REDES propôs alinhar o tratamento das componentes de perdas, no sentido de passar a considerar também as perdas no cobre como decorrentes desses boletins. Para tal, segundo o operador, “deve ser realizado um estudo que permita o cálculo das perdas em carga com base nos ensaios de fábrica dos transformadores”, de modo a incorporar nesse cálculo aspetos como a temperatura de funcionamento dos transformadores ou a amplitude da variação da potência em cada período quarto-horário. A E-REDES propôs a adoção de “valores genéricos” para esses fatores, remetendo a obtenção de valores mais rigorosos em função dos resultados do estudo a realizar.

Neste quadro, para consideração das perdas no cobre quando o boletim de ensaios é disponibilizado, a ERSE propõe o recurso a expressão matemática alinhada com a proposta pela E-REDES, agregando num parâmetro os fatores adicionais que possam impactar nessas perdas. Este parâmetro, que poderá incluir vários fatores, será publicado pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada apresentada pelo operador da RND e pelos operadores das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, no prazo de 12 meses após entrada em vigor do Guia. Até que essa publicação tenha lugar, assume valor unitário.

Para além deste desenvolvimento, clarifica-se que as regras inscritas no Guia relativamente à medição a tensão diferente da tensão de fornecimento se aplicam a todos os pontos de medição nessa circunstância, incluindo os pontos internos à rede de serviço público (tendo em mente a fronteira MT/BT quando as respetivas redes são exploradas por operadores distintos), os pontos de ligação das instalações dos utilizadores da rede à rede de serviço público e os pontos de ligação da rede de serviço público às RDF.

No mais, não se introduzem alterações face ao quadro regulamentar vigente, merecendo particular referência a manutenção dos valores das perdas (no ferro e no cobre) a considerar quando os boletins de ensaios dos transformadores não são facultados aos respetivos operadores de rede. Estes valores foram estabelecidos há vários anos, com base no parque de transformadores da E-REDES então existente, constituindo uma majoração em relação à situação atual. A opção por manter estes valores, cuja atualização careceria de um levantamento que o operador reputa de moroso e custoso, constitui um incentivo à entrega dos boletins de ensaios (cujas perdas são inferiores às tabeladas no Guia).

⁶¹ A consideração das perdas no cobre é mais complexa (em comparação com as do ferro), uma vez que dependem do regime de carga (dinâmico) do transformador.

Por último, no âmbito do acompanhamento desta matéria, são propostos dois indicadores: 1) número de pontos de entrega com medição a tensão diferente da tensão de fornecimento e 2) percentagem de instalações com medição a tensão diferente da tensão de fornecimento cujos boletins de ensaios foram entregues ao operador.

MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE LIGAÇÃO

Como já mencionado neste documento, o Guia atual dispõe supletivamente em relação à atividade de produção e não abrange a de armazenamento. Sobre perdas de transformação, a única referência consta do ponto 41, que regulamenta as situações estabelecidas no Decreto-Lei n.º 153/2014 ⁶², de 20 de outubro, concretamente quando as unidades de produção associadas a instalações de utilização alimentadas em MT têm o equipamento de medição do lado da BT.

Sobre este tema, a REN e a E-REDES apresentaram um conjunto de propostas, relativamente ao ponto de interligação com a rede de serviço público, mas também a pontos internos de instalações de produção, nos termos que a seguir se reproduzem.

Assim, no caso da REN, a proposta apresentada foi a seguinte:

“Propõe-se incluir nesta secção um novo ponto sobre as metodologias aplicadas para apuramento da energia produzida por instalações de produção, em que o ponto de medição é realizado a tensão diferente da tensão de ligação à RESP, do seguinte tipo:

1. *Sobreequipamento*
2. *Reequipamento*
3. *Potência Adicional*
4. *Centrais por Hibridização ou centrais Híbridas*
5. *Centrais com partilha de infraestruturas de ligação ou remunerações distintas*
6. *Centrais com partilha de infraestruturas com Armazenamento autónomo*

Em todas as situações mencionadas à exceção do ponto 3) Potência adicional, pressupõe-se a existência de ponto de medição com contagem física.

Nas situações 1) e 2) propõe-se aplicar o algoritmo previsto no Decreto Lei nº 94 de 2014 e Portaria nº 102 de 2015, em que a energia é obtida por aplicação de fator multiplicativo de 0,99, à energia medida, diminuído a energia produzida no valor das perdas em 1%, majorada pela energia entregue à RESP.

⁶² Cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção.

A energia da central original é obtida pela diferença entre a energia média no ponto de ligação à RESP e a energia apurada em sobreequipamento ou reequipamento.

Na situação 3) propõe-se aplicar o algoritmo previsto no Decreto-Lei nº 94 de 2014 e Portaria nº 102 de 2015, em que a energia adicional é obtida pela diferença positiva entre a energia medida em períodos de 15 minutos e a potência de ligação.

A energia da central original é obtida pela diferença entre a energia medida no ponto de ligação à RESP e a energia apurada em energia adicional.

Nas situações 4), 5) e 6) propõe-se a aplicação do algoritmo do sobreequipamento ou reequipamento ou caso não seja aplicável, o promotor deverá apresentar ao operador de rede relacionado, antes da efetivação da ligação, estudo que comprove a inadaptação do algoritmo, com proposta de algoritmo a aplicar, condicionado a aprovação do operador.

Nas situações do tipo 5, em que a tarifa distinta é obtida por aplicação do Decreto Lei 35 de 2013 e Despacho nº 41 de 2020 da DGEG e publicações seguintes, por licenciamentos consecutivos, a energia é obtida por algoritmo baseado em diferenças com base na energia obtida pela medição nos subparques que transitaram de tarifa. O promotor deverá propor o algoritmo a aplicar condicionado à aprovação do operador de rede relacionado.”

No caso da E-REDES, foram apresentadas duas propostas. A primeira foi a seguinte:

“Perdas em condutores

Quando o equipamento de contagem do operador de rede esteja montado numa posição a jusante do ponto fronteira entre a RESP e a instalação, o operador de rede pode aplicar um fator de perdas relativo aos condutores existentes entre o ponto de fronteira e o equipamento de contagem.”

E a segunda:

“Instalações de produção e armazenamento com medição em níveis de tensão diferentes da tensão de ligação

Para uma instalação de produção e armazenamento, incluindo instalações de autoconsumo, cujo sistema de medição de energia elétrica não se encontre no mesmo nível de tensão, a contagem de eletricidade deverá considerar as perdas verificadas no transformador, nos termos estabelecidos no ponto anterior para cálculo das perdas, com o valor destas a ser subtraído ao valor medido pelo contador para efeitos de apuramento de energia produzida/injetada nos serviços de disponibilização de dados.”

Esta segunda proposta da E-REDES alinha-se com o disposto no ponto 41 do Guia atual, alargando o seu âmbito à injeção a partir de instalações de armazenamento. Nestas situações, em que existe transformação na interligação com a rede de serviço público e o equipamento de medição se encontra do lado da instalação, a energia injetada na rede corresponde à medida pelo equipamento de medição descontada das perdas de transformação. A regra é proposta na redação da reformulação agora submetida a consulta.

Já em relação às demais propostas, a ERSE entende que deveriam beneficiar de maior detalhe, ao nível da fundamentação e da concretização da redação, razão pela qual não as integrou no articulado. Os operadores terão, naturalmente, se assim o entenderem, a possibilidade de visitar essas propostas à luz desta apreciação, no âmbito dos contributos que venham a oferecer durante a consulta pública.

De modo a acompanhar a evolução do tema, é proposto um indicador relativo ao número de instalações com medição a tensão diferente da tensão de ligação.

4.3.7 GRANDEZAS A MEDIR OU A DETERMINAR

SALDOS QUARTO-HORÁRIOS

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que aprovou o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, introduziu no quadro legal do setor elétrico a aplicação de saldos (quarto-horários) entre a energia injetada na rede e a energia consumida a partir da rede, para as instalações participantes em autoconsumo⁶³. Estes saldos, nos termos do diploma, aplicavam-se para efeitos de cálculo do balanço de autoconsumo individual ou repartição pelos consumidores, no caso do autoconsumo coletivo, e para efeitos da respetiva faturação de uso das redes. O Decreto-Lei n.º 162/2019 foi, entretanto, revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que, no essencial, manteve este princípio (remetendo para a ERSE o estabelecimento do período de tempo a considerar para o cálculo desses saldos, que se mantém em 15 minutos⁶⁴). Este desenvolvimento legislativo, específico do regime de autoconsumo, permite maximizar a energia autoconsumida, na medida em que, em cada período quarto-horário, a energia injetada na rede é descontada à energia consumida a partir da rede. Por outras palavras, existe um racional próprio para aplicar saldos nestas instalações.

Até à publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019, os únicos pontos de medição objeto de saldo (quarto-horário) para faturação do acesso eram os pontos internos à rede de serviço público, na fronteira MAT/AT,

⁶³ Nos termos do n.º 7 do art.º 16.º.

⁶⁴ Recorde-se que a [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 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União, estabelece o direito a que a eletricidade partilhada injetada na rede seja deduzida do seu consumo total medido num intervalo de tempo não superior ao período de liquidação de desvios.

permitindo acomodar na faturação entre os respetivos operadores as situações de inversão de fluxo verificadas nessa fronteira ⁶⁵.

A lógica de balanço entre injeção e consumo é também considerada, por exemplo, na contabilização de desvios das carteiras dos agentes de mercado responsáveis pela respetiva liquidação (BRP), bem como para efeitos de prestação de serviços à rede por unidades de agregação.

À medida que a bidirecionalidade, individual ou agregada, vai ganhando escala, mais premente se torna a harmonização do apuramento dos dados, quer para efeitos de balanço energético, quer de faturação. O apuramento agregado, nuns casos, e segregado, noutros, não apenas introduz desacertos, como diferencia o tratamento dado às instalações em função do regime em que estas possam estar inseridas. Na ótica dos utilizadores, a agregação dos fluxos em cada período de liquidação tem potencial simplificador, determinando o respetivo tratamento em função do comportamento dominante da instalação.

Neste contexto, a ERSE propõe que o princípio de apuramento de saldos quarto-horários, que à data de hoje tem lugar nos pontos de medição de instalações participantes em autoconsumo e nos pontos de fronteira internos à rede de serviço público, seja adotado em todos os pontos de medição, como estabelecidos no Guia, incluindo os pontos de medição internos às instalações dos utilizadores das redes. Estão em causa, para este fim, as energias ativa e reativa.

O impacto imediato estimado da adoção desta regra de forma generalizada é muito reduzido. Por um lado, em termos de faturação entre operadores de rede, essa é já hoje a prática vigente. Por outro lado, a larga maioria das instalações existentes assume-se como puramente consumidora. Acresce que, no caso de instalações de produção, a coexistência, no mesmo período quarto-horário, de consumo e de injeção na rede se antecipa residual.

Este impacto, contudo, será crescente, à medida que aumentem, por exemplo, as instalações de armazenamento e os carregamentos bidirecionais de veículos elétricos (V2G).

⁶⁵ A possibilidade de adoção de saldos na fronteira MT/BT, quando estão envolvidos operadores de rede distintos, foi também já validada pela ERSE junto do operador da RND.

GRANDEZAS A MEDIR: TENSÃO

Na proposta que remeteu à ERSE, e relativamente ao elenco das grandezas a medir nos pontos de medição estabelecidos no Guia, a REN sugere adicionar o “Valor médio de tensão em qualquer período ininterrupto de 15 minutos ou noutra período de integração que venha a ser definido em legislação específica sobre serviços de sistema obrigatórios não remunerados”.

No que respeita aos pontos internos à rede de serviço público, a medição da tensão não constitui novidade, mas relativamente aos pontos de medição das instalações dos utilizadores dessas redes, sim. Essa medição pode ser relevante não apenas para o desempenho da atividade do operador de rede, mas também, como identificado pela REN, no âmbito da prestação de serviços relacionados com o controlo de tensão.

A proposta submetida a consulta determina o valor eficaz da tensão como grandeza a medir nos pontos de medição, quando aplicável, designadamente para efeitos de prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade. A sua implementação depende, naturalmente, das funcionalidades dos equipamentos de medição ⁶⁶, mas também de eventuais desenvolvimentos adicionais necessários para integrar essas medidas nos sistemas e procedimentos dos operadores.

PARAMETRIZAÇÃO BIDIRECIONAL

O n.º 3 do art.º 186.º do RRC estabelece que, sempre que os equipamentos de medição o permitam, e se perspetive injeção na rede, devem ser parametrizados para registo bidirecional.

Propõe-se agora uma clarificação desta norma, estabelecendo a obrigação de parametrizar os equipamentos de medição para registo bidirecional, em todas as circunstâncias.

Esta obrigação de parametrização não significa que o operador de rede deva, para a totalidade das instalações, recolher os registos bidirecionais – na verdade, a maior parte das instalações (ainda) é puramente consumidora. De facto, essa recolha só deve ter lugar, com carácter obrigatório, quando se verifique ou perspetive comportamento bidirecional da instalação.

Entende-se, contudo, que a existência de registos bidirecionais em todas as instalações, possibilita ao operador de rede a sua recolha (obrigatória ou facultativa, em função de cada instalação), permitindo

⁶⁶ Por exemplo, no caso da BTN, os contadores inteligentes medem e registam valores instantâneos da tensão (por fase).

identificar situações concretas para as quais o operador de rede pudesse presumir unidirecionalidade. Como exemplo de uma destas situações referem-se as instalações de autoconsumo individual não sujeitas a controlo prévio e sem contrato de venda do excedente. Naturalmente, a mais-valia da existência de registo local está limitada pela capacidade de memória dos equipamentos de medição.

4.3.8 LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O RRC ⁶⁷ estabelece que o Guia deve contemplar, entre outras, regras relativas à leitura extraordinária.

A leitura extraordinária, como estabelecida no art.º 37.º do RRC, está muito associada a uma lógica de leitura local periódica, porquanto se remete o seu recurso para a circunstância de impossibilidade de acesso ao equipamento de medição durante um período que não deve ultrapassar os quatro meses consecutivos, após duas tentativas falhadas de acesso.

Faz-se notar que o RRC é de aplicação simultânea aos setores elétrico e do gás: 1) no caso do setor do gás, e para o segmento doméstico, as leituras são recolhidas local e bimestralmente, 2) no caso do setor elétrico, salvo situações de exceção (instalações não integradas em rede inteligente ou anomalia de leitura) todas as leituras devem ser recolhidas remota e diariamente.

Por outro lado, nos termos do Guia atual e dos Procedimentos de mudança de comercializador no setor elétrico e no setor do gás natural ⁶⁸, define-se leitura extraordinária como a efetuada pelo operador da rede de distribuição, quando, por facto imputável ao cliente, não tiver sido possível a recolha periódica das indicações do equipamento de medição ou quando esta for solicitada pelo comercializador no âmbito do procedimento de mudança de comercializador.

Esta definição abrange duas situações distintas: 1) o impedimento, por parte do cliente, de acesso ao equipamento de medição para recolha de leitura, no âmbito da normal atividade do operador da rede (e é esta a situação vertida no art.º 37.º do RRC, como acima se mencionou) e 2) a realização de uma leitura fora de ciclo (e, nessa medida, “extraordinária”) para efeitos do processo de mudança. Na situação 2), evidentemente, e atento o prazo regulamentarmente estabelecido para a mudança de comercializador,

⁶⁷ Nos termos da al. e), n.º 1, art.º 224.º.

⁶⁸ Aprovados através da [Diretiva n.º 15/2018](#), de 10 de dezembro.

não faz sentido considerar o quadro de regras previsto no RRC (duas tentativas falhadas e recurso à leitura extraordinária em prazo não superior a 4 meses).

Ora, no setor elétrico, a leitura deve ser recolhida diariamente de forma remota. O RRC ⁶⁹ determina que se considere anomalia de leitura a inexistência, no dia seguinte ao do consumo, de valores relativos a um ou mais períodos de integração. Essa anomalia pode decorrer de facto imputável ao cliente, ou ser da responsabilidade do operador de rede. No primeiro caso, o Guia atual ⁷⁰ já determina o procedimento regulamentar a adotar pelo operador ⁷¹. No segundo caso, havendo necessidade do operador se deslocar à instalação, para correção da anomalia, tal deve ser feito com recurso à visita combinada, prevista no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS ⁷²), e não no âmbito de leitura extraordinária (por se tratar, de facto, da correção de uma anomalia e não da recolha de uma leitura).

Assim, e atento o quadro regulamentar vigente, a figura da leitura extraordinária só parece aplicável às instalações sem recolha remota diária de leitura, isto é, e atendendo à conclusão do processo de integração em rede inteligente em Portugal continental, na BTN das regiões autónomas dos Açores e da Madeira (até que essa integração também se efetive).

Considera-se, deste modo, serem suficientes as regras do RRC para estabelecimento dos procedimentos a adotar relativamente à leitura extraordinária. Consequentemente, não foram transpostas para o articulado agora proposto as disposições do ponto 29.1.3 do Guia atual.

4.3.9 TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÕES NAS REDES INTELIGENTES

Em Portugal, a maior parte dos contadores inteligentes está equipada com modems PLC ⁷³, que comunicam com os concentradores de dados (DTC ⁷⁴) instalados nos Postos de Transformação MT/BT que, por sua vez, comunicam com os sistemas centrais dos operadores de rede através de um serviço de comunicações

⁶⁹ Nos termos do art.º 39.º, n.º 3.

⁷⁰ Nos termos do ponto 29.2.2.

⁷¹ Sendo que o RRC (n.º 8, art.º 202.º) estende o procedimento às instalações de produção e de armazenamento.

⁷² Aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, na redação atual.

⁷³ *Power Line Carrier*, tecnologia de comunicações sobre a rede elétrica.

⁷⁴ *Distribution Transformer Controller*.

móveis GPRS ⁷⁵. Os restantes contadores (em locais onde a utilização de PLC não é técnica e/ou economicamente viável) estão equipados com modems GPRS.

A comunicação por PLC utiliza os condutores da rede elétrica como canal de comunicação e, pelas vantagens que apresenta ⁷⁶, é muito utilizada no setor elétrico (e.g., telemetria, proteção, controlo, monitorização).

Não obstante, esta tecnologia apresenta limitações ⁷⁷, que se traduzem ao nível do respetivo desempenho, quando comparado, por exemplo, com tecnologias de comunicações móveis. A título ilustrativo, a E-REDES reporta taxas médias de sucesso na recolha diária de diagramas de carga de cerca de 70%.

A cada vez maior necessidade de interação entre sistema elétrico e instalações dos utilizadores das redes inteligentes, acompanhada do acréscimo de exigência ⁷⁸ ao nível dessa interação (frequência e quantidade de informação), apela a uma evolução das tecnologias de comunicação atualmente utilizadas, seja numa lógica de complementaridade, seja numa lógica de substituição ⁷⁹, em linha com o que se tem vindo a verificar ou a perspetivar em alguns países europeus ⁸⁰.

Esta evolução, em boa verdade, está também já em curso em Portugal, mormente por parte do principal operador de rede, a E-REDES, com reflexo na sua mais recente proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E 2024 ⁸¹): «Assim, até 2030, a transformação digital do operador de rede de distribuição será marcada por avanços significativos no desenvolvimento das redes inteligentes, alicerçada em tecnologias de comunicação mais recentes (como o 5G); no desenvolvimento

⁷⁵ *General Packet Radio Service*, tecnologia rádio utilizando uma rede pública.

⁷⁶ É uma solução custo-eficaz (utiliza a infraestrutura de rede existente) e que garante ampla cobertura.

⁷⁷ Algumas das mais importantes são a suscetibilidade ao ruído eletromagnético, a atenuação (exige a instalação de repetidores e/ou amplificadores de sinal) e a reduzida largura de banda. Faz-se ainda notar a necessidade de DTC, para recolha da informação dos contadores.

⁷⁸ Um exemplo muito recente deriva do Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de setembro de 2023 relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos, que estabelece a obrigação de disponibilização de carregamento inteligente nos pontos de carregamento de acesso público, definindo esse carregamento como uma operação em que a intensidade da eletricidade fornecida à bateria é ajustada em tempo real, com base em informações recebidas através de comunicações eletrónicas.

⁷⁹ Por exemplo, em função das necessidades específicas dos clientes ou dos operadores (prestação de serviços à rede, gestão de armazenamento, comunidades de energia, etc.).

⁸⁰ Em Itália, por exemplo, há já vários anos, e por [iniciativa regulamentar](#), os contadores inteligentes, para além do modem PLC, integram um módulo de radiofrequência, que permite a comunicação (complementar), via rádio, com o DTC. A [Finlândia](#) ou a [Suécia](#) são também exemplos de evolução de tecnologias de comunicação nas redes inteligentes.

⁸¹ <https://www.erse.pt/media/ifycibgg/proposta-pdird-e-2024-sem-anexos.pdf>

dos sistemas de gestão avançada de distribuição (SCADA/ADMS), que integram dados de várias fontes e proporcionam uma visão permanente dos ativos e serviços da rede de distribuição; na exploração das tecnologias emergentes como a inteligência artificial, a Internet das Coisas (IoT) e a análise de *big data*".

Neste contexto, a proposta de Guia determina que os operadores de rede de distribuição em BT enviem à ERSE uma análise de viabilidade técnica e económica do recurso a tecnologias de comunicações mais recentes (e.g., 5G ⁸², NB-IoT ⁸³) ⁸⁴, visando a melhoria do atual desempenho no acesso remoto às instalações dos utilizadores de rede.

Pretende-se, fundamentalmente, dar maior visibilidade a esta dimensão das redes inteligentes, fomentando a partilha do conhecimento e dos exercícios de planeamento dos operadores, de molde a iniciar a reflexão em torno da evolução das atuais redes inteligentes (nas suas múltiplas interações com a disponibilização de dados ou a prestação de serviços ⁸⁵), processo naturalmente condicionado pelo desempenho das comunicações ⁸⁶. Deve notar-se que o momento atual é de transição entre um *rollout* das redes inteligentes que terminou (ou está em implementação franca) e a preparação de uma nova geração de contadores inteligentes, atendendo ao prazo legal de verificação.

4.4 ANOMALIAS

O atual quadro regulamentar ⁸⁷ estabelece as regras aplicáveis às anomalias de medição e leitura.

PROPOSTAS DOS OPERADORES

Nesta matéria, foram recebidas propostas por parte da REN e da E-REDES.

⁸² 5.ª geração de comunicações móveis.

⁸³ *Narrow Band Internet of Things*.

⁸⁴ Estas referências são exemplificativas, não prejudicando o princípio regulatório da neutralidade tecnológica.

⁸⁵ A título ilustrativo, atente-se nos [comentários](#) produzidos pela E-REDES no âmbito do processo de revisão regulamentar do setor elétrico ocorrido em 2023: «Por fim, a E-REDES nota que os equipamentos de medição para efeitos de prestação de serviços de flexibilidade têm requisitos muito distintos a nível técnico e tecnológico face aos equipamentos de medição inteligentes».

⁸⁶ Recordar-se que, nos termos do art.º 119.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, cabe ao Governo a aprovação das infraestruturas das redes inteligentes, incluindo as funcionalidades dos contadores inteligentes e as tecnologias de comunicações.

⁸⁷ Concretamente, o RRC (artigos 33.º, 39.º e 202.º), o RAC (art.º 27.º), o RQS (art.º 100.º) e o Guia atual (ponto 30).

No caso da REN, propõe-se que, para as instalações de produção e de armazenamento, 1) se introduza o conceito de anomalias tipificadas e se definam regras universais que permitam aos operadores de rede automatizar as ações de correção e 2) nas situações de avaria prolongada (superior a três meses) dos canais de comunicações ou interfaces da responsabilidade do produtor prolongada, e após notificação, se considere um valor de energia igual a zero e a exclusão da instalação da participação em mercados organizados.

Por parte da E-REDES, as principais propostas apresentadas foram as seguintes: 1) introdução da inexistência de valores de um ou mais períodos de integração em d+1 no elenco de anomalias, 2) referência ao indicador geral estabelecido no RQS para o desempenho na correção de anomalias, 3) eliminação do critério associado ao volume de energia para classificação de uma anomalia como não tipificada ⁸⁸ e 4) aplicação de uma metodologia de correção de dados por defeito para tratamento de anomalias não tipificadas, em vez da obrigação atual de acordar numa metodologia casuística ⁸⁹.

PROPOSTA DA ERSE

As propostas que a ERSE apresenta relativamente às anomalias visam acomodar, no todo ou em parte, as propostas dos operadores de rede, como antes sumariadas, mas também assegurar maior sistematização e simplificação do quadro de regras aplicável que, no essencial, se mantém.

Assim, e para além dos princípios gerais, são propostas regras para tipificação de anomalias, eliminação de anomalias (uma vez detetadas) e correção de valores resultantes de anomalias ⁹⁰. Em concreto:

- O quadro de regras proposto não distingue em função da tipologia da instalação, aplicando-se à totalidade das instalações ligadas à rede, para a generalidade das quais, refira-se, devem ser recolhidos valores de leitura em períodos de 15 minutos;

⁸⁸ O atual Guia prevê, no ponto 30, que se considerem anomalias não tipificadas, nomeadamente, as anomalias de comunicação que têm como consequência a falta de dados de medição para a instalação, que ultrapasse em 10% o total de energia elétrica apurado no período de faturação anterior.

⁸⁹ Nos termos do ponto 30.4 do Guia em vigor.

⁹⁰ As anomalias de medição e leitura são uma das causas para a utilização de estimativas no processo de disponibilização de dados (no setor elétrico, para instalações integradas em rede inteligente, são mesmo a única causa prevista no quadro regulamentar). Acresce que, na decorrência de anomalia ainda não detetada pelo operador de rede, a disponibilização de dados baseia-se em valores incorretos.

- Propõe-se que as anomalias se classifiquem em anomalias de medição ou de leitura. As anomalias de leitura correspondem, no caso de instalações com leitura remota diária, à inexistência, no dia seguinte ao do consumo/injeção, de valores relativos a um ou mais períodos quarto-horários do diagrama de carga ⁹¹ ou de valores acumulados e, no caso de recolha local, aos erros resultantes de digitação de leitura ⁹². As anomalias de medição correspondem, no essencial, ao elenco de anomalias a coberto das designações “Erros de medição” ⁹³ e “Erros de configuração” ⁹⁴ do atual Guia. As anomalias não tipificadas, como previstas no Guia atual, corresponderão a quaisquer outras situações;
- Em relação à eliminação das anomalias, propõe-se que 1) esta tenha lugar no mais curto espaço de tempo possível e 2) sem prejuízo de acordo em sentido distinto, a responsabilidade pela eliminação da anomalia seja da entidade responsável pelo equipamento de medição. Relativamente à preocupação manifestada pela REN em relação a incentivos regulamentares para que os titulares das instalações de produção ou de armazenamento corrijam as anomalias atempadamente, dá-se nota de que 1) não devem ser realizadas estimativas de injeção para faturação de instalações de produção ou de armazenamento (não participantes em autoconsumo) ⁹⁵ e 2) nos casos em que, por responsabilidade comprovada do titular da instalação, não seja possível manter o sistema de telecontagem funcional, o operador de rede pode desligar a instalação, observando o procedimento aplicável a interrupções por facto imputável ao cliente ⁹⁶;
- No que respeita à correção de valores resultantes de anomalias de medição e leitura, da responsabilidade do respetivo operador de rede, 1) é inserida remissão para o indicador geral previsto no art.º 100.º do RQS, 2) mantêm-se os atuais procedimentos a aplicar para correção de valores (fator multiplicativo ou estimativa), bem como a possibilidade de recurso aos valores medidos nos primeiros três meses após a eliminação da anomalia, 3) preveem-se deveres de

⁹¹ Nos termos do n.º 3 do art.º 39.º do RRC.

⁹² Como estabelecido no ponto 30.2.3 do atual Guia.

⁹³ Nos termos do ponto 30.2.1 do atual Guia.

⁹⁴ Nos termos do ponto 30.2.2 do atual Guia.

⁹⁵ Nos termos do n.º 6 do art.º 202.º do RRC. O quadro de princípio é o mesmo, independentemente da tipologia das instalações: os dados são disponibilizados pelos operadores de rede. Não obstante, no caso de instalações de produção ou de armazenamento, não participantes em autoconsumo, a faturação deve utilizar somente dados reais (como incentivo à atempada eliminação de anomalias por parte dos titulares dessas instalações). A regra, como instituída no RRC, não distingue contrapartes compradoras da energia injetada na rede.

⁹⁶ Nos termos do n.º 8 do art.º 202.º do RRC.

informação ao utilizador da rede na sequência de correção, 4) estabelecem-se obrigações de arquivo e registo da informação relativa a anomalias, aplicáveis aos operadores de rede e 5) mantém-se o atual procedimento do Guia aplicável à correção incidente em dados definitivos ⁹⁷.

4.5 APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA

Enquadramento

O quadro jurídico da apropriação indevida de energia (AIE) está definido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente. Nos termos do artigo 263.º do diploma, cabe à ERSE regulamentar esta matéria, o que se concretizou através da aprovação do Regulamento da Apropriação Indevida de Energia, aprovado pelo Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho (RAIE).

A energia indevidamente apropriada, não sendo objeto de faturação, traduz-se no aumento das perdas (não-técnicas), cujos custos são socializados pelos consumidores, pelo que se torna indispensável a definição de medidas adequadas e robustas para promover a tendencial eliminação de práticas de AIE.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 e o RAIE inscrevem a maior parte das disposições atualmente estabelecidas no Guia ⁹⁸. Por essa razão, a proposta de regras a estabelecer nesta reformulação é minimalista, e visa concretizar regras para 1) estimativa da quantidade de energia injetada ou consumida, para efeitos do cálculo da indemnização em caso de AIE ⁹⁹, 2) o desvio padrão ¹⁰⁰ e 3) estimativa da energia em situações de inexistência de contrato de fornecimento, para apuramento da compensação a pagar pelo operador da rede ¹⁰¹.

Propostas dos operadores

Em relação à AIE, para efeitos do regime a estabelecer no Guia, a E-REDES propôs a substituição das referências a procedimento fraudulento por AIE, a atualização dos critérios para determinação da potência utilizada e a eliminação da secção 31.3 – Carteiras de comercialização.

⁹⁷ Nos termos do ponto 30.5 do Guia atual.

⁹⁸ Em concreto, no ponto 31.

⁹⁹ Nos termos do n.º 2 do art.º 11.º do RAIE.

¹⁰⁰ Nos termos do n.º 9 do art.º 11.º do RAIE.

¹⁰¹ Nos termos do n.º 2 do art.º 14.º do RAIE.

Adicionalmente, em linha com o que já tinha apresentado na Consulta Pública n.º 113, reitera a sugestão de alteração da forma de apuramento do consumo. Em concreto, sugere que a estimativa da energia seja calculada com base em leituras fidedignas disponíveis, afetadas de um fator k , sobre o valor pecuniário, aplicável desde a primeira incidência e que vise replicar a taxa de IVA¹⁰². Por sua vez, a estimativa pelo método automático (sem registos de medição) seria calculada com base no consumo médio anual, correspondente à capacidade máxima permitida na ligação da instalação ou potência contratada, com aplicação de um fator k , semelhante ao considerado no método real.

Esta mesma proposta foi reiterada pelo operador da rede, no âmbito do processo de decisão tarifária de 2025. A empresa refere que a determinação da energia, na ausência de registos de contagem, é bastante mais gravosa em comparação com o método real (previsto quando existem registos de contagem), devido à aplicação do desvio padrão. Complementarmente, por agravar substancialmente o valor do cálculo, a E-REDES entende que a utilização do método automático com aplicação do desvio padrão peca no acolhimento do valor em disputa em sede de contencioso, designadamente, junto dos tribunais que solicitam a revisão do cálculo. Como alternativa, a E-REDES sugere a harmonização entre as metodologias de valorização, nomeadamente entre o método real, com recurso a leituras fidedignas, e o método automático, por aplicação do consumo médio anual e desvio padrão.

A REN propõe estender as regras à determinação da produção associada a procedimento fraudulento e harmonizar com as regras aplicáveis do RAIE.

Proposta da ERSE

Como se referiu supra, o Guia, em conjunto com os demais diplomas legais, finaliza o conjunto dos elementos que caracterizam a atuação dos operadores das redes perante a AIE.

A indemnização devida pela AIE está estabelecida no artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação atual, cabendo ao responsável a quem seja imputada a AIE, o pagamento do montante devido à utilização da potência, o montante devido ao consumo de energia, a que acrescem os respetivos juros. Em caso de reincidência, a lei estabelece uma majoração ao valor total devido.

102

Nos termos do artigo 11.º do RAIE, na determinação das quantidades de energia e potência a imputar devem ser considerados, quando existam, os registos dos equipamentos de medição ou de controlo de potência, ou os registos de outros equipamentos existentes na rede.

Apenas nas situações de viciação dos equipamentos de medição e demais dispositivos de controlo de potência, é aplicável a estimativa a fixar nos termos do Guia.

As regras agora propostas mantêm o regime existente, determinando que, em caso de inexistência de melhores elementos de medição e registo de consumo, esse consumo seja determinado através do consumo médio anual, acrescido do respetivo desvio padrão, conforme aprovado pela ERSE, anualmente, na Diretiva de aprovação de tarifas e preços.

O consumo médio anual é determinado considerando o universo total das instalações com as mesmas características ligadas à rede. Representa, assim, o consumo médio, em cada ano, das instalações ligadas à rede que têm uma realidade contratual normalizada subjacente, cujo consumo é racionalizado, em função das necessidades e dos respetivos custos.

A aplicação do desvio padrão justifica-se como uma medida corretiva do consumo médio, que reflete uma realidade diferente, a AIE. Ou seja, a determinação do consumo em função do consumo médio anual favorece os consumidores que tenham hábitos de consumo mais elevados. De facto, verificando-se uma situação de AIE, sem registos de consumo, sem contrato e sem custos diretamente associados ao consumo, não é expectável que o consumo dessa instalação tenha características de eficiência energética, não existindo qualquer fator que modere o consumo. Assim sendo, considerar a média dos consumos anuais favorece situações em que não há qualquer incentivo à utilização racional da energia. Portanto, a aplicação do desvio padrão tem por objetivo aproximar a estimativa dos hábitos de consumo verificados nas situações de AIE.

O desvio padrão é um cálculo estatístico, que expressa o grau de dispersão de consumos em cada nível de tensão ou escalão de potência, face a um valor médio. O seu valor é aprovado e publicado anualmente pela ERSE, assegurando a devida confiança nos valores determinados, constituindo uma forma fácil de determinar os consumos, em caso de inexistência de elementos de registo.

A fixação de um fator multiplicativo, não acompanhada de critérios, afigura-se menos robusta que a solução do desvio padrão, razão pela qual se mantém o regime, não se acolhendo a proposta da E-REDES a este respeito.

O operador da rede de distribuição sugeriu ainda simplificações na redação das regras para a determinação do valor de potência utilizada em AIE, que foram acolhidas, em particular no artigo 45.º, n.º 4 e 5 da proposta.

Conforme previsto no artigo 11.º, n.º 2 do RAIE e sugerido pela REN, o Guia inclui uma proposta para determinar as quantidades injetadas em caso de AIE, para instalações de produção. Pode verificar-se uma situação de AIE na injeção quando os valores medidos sejam superiores aos efetivamente realizados.

Na ausência de registos de medição, a proposta prevê a utilização da produção média mensal, por classe de instalações de produção, para estimar o valor das injeções realizadas. A produção média mensal, por classe de instalações de produção, refere-se à informação a publicar pelo o operador da RND e pelos operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, conforme o previsto no Guia de Medição (artigo 110.º da proposta).

De notar que é a primeira vez que se estabelece a aplicação de regras de estimativa de energia injetada aplicáveis à produção, em sede de AIE. A proposta da ERSE tem como pressuposto uma aplicação de regimes equilibrada, no consumo e na injeção, em linha com o proposto pela REN. Sem prejuízo do exposto, é desejável que sede de consulta sejam apresentadas e discutidas propostas alternativas, permitindo recolher mais informação e dados para estas matérias, podendo, por exemplo, justificar-se a existência de regras específicas para instalações híbridas (com consumo, injeção e armazenamento).

Relativamente à compensação prevista no artigo 14.º, n.º 2 do RAIE, devida pelo operador perante interrupções de fornecimento cujo pedido de reapreciação tenha sido deferido, o Guia estipula que, nas situações de ausência de elementos contratuais, a energia e a potência sejam determinadas através dos registos de medição (se existentes), ou estimados nos termos definidos pelo Guia em situações de anomalia do equipamento de medição.

No que respeita ao valor da compensação, propõe-se que, no 1.º dia de interrupção, se considere o consumo conhecido ou estimado de um mês de faturação e, nos restantes dias de interrupção, o consumo diário, de forma análoga ao regime previsto no artigo 14.º, n.º 1 do RAIE, nas situações em que a faturação mensal é conhecida.

Os preços aplicáveis, nas situações de inexistência de contrato, serão os aprovados pela ERSE para o fornecimento de último recurso com a aplicação da tarifa transitória para a BTN, ou no caso da sua extinção, a tarifa para o fornecimento supletivo, para os restantes níveis de tensão em Portugal continental. Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira serão aplicáveis as respetivas tarifas de venda a clientes finais.

4.6 TRATAMENTO DE DADOS

A proposta relativa ao capítulo do tratamento de dados estrutura-se nos termos da imagem abaixo. As principais alterações propostas, face ao quadro em vigor, dizem respeito à realização de estimativas.

Adicionalmente, introduzem-se as regras estabelecidas em diretivas avulsas relativas aos perfis de consumo e de injeção, aos perfis de perdas, ao fator de adequação e à determinação das carteiras de comercialização.

Figura 4-2 – Estrutura proposta para o Capítulo VI – Tratamento de dados

- Secção I – Estimativas de valores de consumo e de injeção
- Secção II – Metodologia para estimativa de perfis de consumo e de injeção
- Secção III – Metodologia de construção de perfis de perdas na RNT
- Secção IV – Metodologia de construção de perfis de perdas nas redes de distribuição
- Secção V – Regras de apuramento e imputação do fator de adequação
- Secção VI – Determinação das carteiras de comercialização

4.6.1 ESTIMATIVAS

O Guia atual estabelece regras aplicáveis à realização de estimativas ¹⁰³.

Para instalações com leitura diária e recolha de dados quarto-horários, as estimativas são realizadas apenas em caso de anomalia. Para instalações cuja recolha de dados não seja diária ou cujos equipamentos de medição não registem valores com desagregação quarto-horária, as estimativas são necessárias, quer para disponibilização de dados em d+1, quer para faturação aos clientes finais. Em regra, cabe aos operadores de rede a realização de estimativas e a obrigação de, quando obtidos dados reais das instalações, as substituir por esses dados.

¹⁰³ Em termos de princípios gerais (ponto 32), de determinação do consumo estimado em clientes finais em BTN (ponto 33) e de produção estimada em instalações de produção em BTN (pontos 36 e 37) e para efeitos de mudança de comercializador (ponto 34).

Assumindo-se no Guia revisto as redes inteligentes como padrão na BT, os dados de consumo e/ou de injeção são sempre recolhidos diariamente, com desagregação quarto-horária, para todas as instalações (consumo, produção e armazenamento). Em d+1, fruto das atuais taxas de sucesso na recolha de diagramas de carga (cerca de 70%), e para efeitos de disponibilização de dados ao mercado, são diariamente realizadas estimativas para um conjunto dos pontos de medição (muitas vezes resumidas a desagregar em períodos quarto-horários os valores acumulados diários recolhidos). Para faturação aos clientes finais, e mesmo tratando-se da primeira faturação (os dados só são considerados definitivos seis meses mais tarde), o recurso a estimativas é reduzido e com tendência para diminuir (o RQS define um padrão de 92% de faturas sem estimativas para faturação do acesso às redes).

A proposta de reformulação do Guia inscreve regras a considerar na realização de estimativas para instalações com recolha diária de dados, mas também para as restantes instalações (nos termos do regime transitório). As propostas dirigidas às instalações com recolha diária de dados estruturam-se em 1) princípios gerais, 2) estimativa de valores acumulados de consumo na BTN, 3) estimativa de valores desagregados de consumo, 4) estimativa de valores desagregados de injeção por instalações de produção, 4) estimativa de valores desagregados em instalações de armazenamento, 5) estimativa de valores desagregados em instalações participantes em autoconsumo e 6) estimativa de valores em instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.

PRINCÍPIOS GERAIS

Ao nível da nomenclatura adotada, as estimativas visam a obtenção de valores acumulados (por período horário, sejam esses valores diários ou mensais) e de valores desagregados (diagramas quarto-horários de consumo e/ou de injeção).

Por outro lado, e na decorrência da revisão regulamentar realizada em 2023 ¹⁰⁴, determina-se de forma inequívoca que os comercializadores não podem realizar estimativas para faturação aos clientes motivadas por desalinhamento entre o ciclo de faturação dos encargos de acesso à rede, pelo operador de rede ao comercializador, e o ciclo de faturação do comercializador ao cliente. Com efeito, entende-se que esse desalinhamento, a existir, é da responsabilidade do comercializador e não deve prejudicar o princípio de faturação dos clientes finais com base em dados reais. Esta regra aplica-se a todos os contratos de fornecimento, independentemente da tipologia da instalação.

¹⁰⁴ Veja-se o ponto 2.10.1 do [relatório](#) de reformulação do RRC.

Por último, são propostas alterações à regra estabelecida no ponto 43 do Guia atual, relativa à avaliação das metodologias de estimativa, de modo a 1) generalizar essa avaliação a todas as instalações e 2) determinar o envio do respetivo relatório à ERSE, até 15 de maio de cada ano.

ESTIMATIVA DE VALORES ACUMULADOS DE CONSUMO NA BTN

O Guia atual estabelece dois métodos para estimar o consumo acumulado de instalações de clientes finais em BTN, o método “Perfil” e o método “Consumo fixo”, determinando que, por defeito (i.e., se o cliente não escolher o método “Consumo fixo”), aplica-se o método “Perfil”. O consumo acumulado é utilizado na faturação aos clientes finais e essa faturação, pelo menos em 92% dos casos (valor de padrão estabelecido no RQS), deve ter lugar sem estimativa. Neste quadro de recurso cada vez menor a estimativas para apurar valores acumulados de consumo, não se encontram grandes razões para manter os dois métodos existentes até agora, propondo-se que, em Portugal continental, seja utilizado apenas o método “Perfil”.

Ainda em relação ao método “Perfil”, propõe-se uma alteração relevante na respetiva fórmula de cálculo, de modo a não fazer depender o cálculo do apuramento do consumo médio diário. Esta alteração, já proposta pela E-REDES à ERSE no passado, faz intervir as duas últimas leituras e, com base nos perfis quarto-horários, permite estimar, através de uma regra de proporcionalidade, o consumo do período em causa. Naturalmente, a sua aplicação, nos termos enunciados, depende da existência de duas leituras prévias o que, num regime de leitura diária, não deverá oferecer dificuldades.

Por outro lado, e uma vez que a metodologia para a estimativa de perfis de consumo é de aplicação exclusiva a Portugal continental, torna-se necessário estabelecer o método a utilizar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira. Para este efeito, propõe-se a aplicação do método de estimativa “Histórico Homólogo Simples”. Este método consta já do quadro regulamentar aplicável ao setor do gás¹⁰⁵ e baseia-se no apuramento do consumo médio diário registado no período do ano anterior homólogo do período a estimar, para o qual existam leituras reais.

ESTIMATIVA DE VALORES DESAGREGADOS DE CONSUMO

Em relação à estimativa de valores desagregados de consumo, a proposta, no essencial, replica o procedimento estabelecido no ponto 30.3.2.1 do atual Guia (correção de anomalias na leitura por acesso

¹⁰⁵ Nos termos dos pontos 24 e 24.2.2.2 do Guia do setor do gás natural, aprovado pela [Diretiva n.º 7/2018](#), de 28 de março.

remoto). Ainda assim, introduz-se neste procedimento uma diferenciação (proposta pela E-REDES) para o caso particular das instalações em BTN integradas em rede inteligente, localizadas em Portugal continental, quando a anomalia de leitura afete mais de 12 períodos de integração quarto-horários e o valor total de energia elétrica entregue nesses períodos não seja conhecido. Nestes casos, e tirando partido do método de estimativa “Perfil”, 1) o valor acumulado de consumo deve ser estimado de acordo com esse método e 2) os valores desagregados de consumo devem ser obtidos por aplicação do respetivo perfil de consumo inicial a esse valor acumulado, para os períodos de integração quarto-horários com anomalia.

ESTIMATIVA DE VALORES DESAGREGADOS DE INJEÇÃO POR INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

No caso de instalações de produção não participantes em autoconsumo, as estimativas de injeção são utilizadas somente na disponibilização de dados provisórios aos agregadores. Para este efeito, é proposta a adoção de regras alinhadas com as das estimativas de valores desagregados de consumo (descritas no ponto anterior), em função do número de períodos de integração afetados e da existência ou não de valores acumulados.

Adicionalmente, propõe-se integrar no Guia o documento complementar intitulado “Regras relativas aos métodos de cálculo de estimativas de Produção em Regime Especial”, aprovado ao abrigo da alínea g) do ponto 5 do Guia atual, que estabelece uma metodologia para a estimativa de valores quarto-horários de produção de instalações de tecnologia eólica, tendo por base a produção quarto-horária medida nas demais instalações de tecnologia eólica localizadas na proximidade (distrito, no caso de Portugal continental e, como agora se propõe, ilha, no caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira).

ESTIMATIVA DE VALORES DESAGREGADOS EM INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

Como referido anteriormente, o Guia atual não prevê instalações de armazenamento. Por sua vez, na proposta que apresentou à ERSE, a E-REDES refere que, nesta fase inicial, não existindo conhecimento sobre os perfis e as características de utilização dos sistemas de armazenamento, a abordagem mais equilibrada deve ter por base o histórico dos dados de consumo e de injeção das próprias instalações, em linha com o que se faz para as instalações de consumo e para as de produção.

Neste enquadramento, a proposta de reformulação do Guia estabelece que as regras para estimar os valores desagregados das instalações de armazenamento sejam as propostas para as instalações de

consumo, no caso de injeção no armazenamento, e para as instalações de produção, no caso de injeção na rede.

Adicionalmente, é proposto o envio à ERSE, por parte do operador da RND e dos operadores das redes das regiões autónomas, no prazo de 24 meses a contar da entrada em vigor do Guia, de regras específicas para estimar esses valores, na expectativa de que, entretanto, o número de instalações de armazenamento ligadas à rede e o respetivo histórico do seu comportamento assim o permitam.

ESTIMATIVA DE VALORES DESAGREGADOS EM INSTALAÇÕES PARTICIPANTES EM AUTOCONSUMO

Sucintamente, para a estimativa de valores desagregados em instalações participantes em autoconsumo, é proposta a adoção das regras relativas às instalações não participantes em autoconsumo.

ESTIMATIVA DE VALORES EM INSTALAÇÕES COM PONTOS DE CARREGAMENTO INTEGRADOS NA REDE DE MOBILIDADE ELÉTRICA

Em relação à realização de estimativas para apurar valores em instalações ligadas à rede com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, e com base na proposta apresentada pela E-REDES, estabelecem-se regras para estimar o consumo do setor elétrico da instalação nos casos em que 1) não seja possível recolher quer valores acumulados, quer valores quarto-horários ou 2) não seja possível recolher apenas os valores quarto-horários, em ambas situações relativamente ao equipamento de medição instalado na fronteira entre a rede e a instalação.

No caso 1), o consumo quarto-horário do setor elétrico é estimado com recurso às regras propostas para estimar valores desagregados de consumo. No caso 2), o consumo quarto-horário do setor elétrico é estimado a partir do valor acumulado, por sua vez obtido pela diferença entre o consumo total da instalação e o consumo da mobilidade elétrica (disponibilizado pela EGME), e do respetivo histórico da instalação.

Propõe-se ainda regras para os casos anteriores, na circunstância de existir também autoconsumo.

4.6.2 PERFIS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO

A metodologia para estimação de perfis de consumo e de injeção na rede elétrica foi aprovada pela [Diretiva n.º 2/2024](#), de 16 de janeiro. Essa metodologia é agora introduzida no Guia e a referida diretiva é revogada.

No essencial, propõe-se a manutenção das regras atuais, com as seguintes diferenças:

- No âmbito dos perfis para instalações de consumo em BTN com UPAC integrada, são propostos três novos perfis de injeção para as instalações com Perfil Classe A, Perfil Classe B e Perfil Classe C e sem contrato de venda da energia excedente da produção para autoconsumo, traduzindo a proposta apresentada pela E-REDES, justificada nos seguintes termos: «Os perfis agora propostos, estimados a partir dos diagramas de carga quarto-horários, evidenciam sobreposições entre consumo e injeção, o que reflete a possibilidade de, ao longo de certos períodos quarto-horários, poderem existir valores não nulos de consumo e de injeção. No entender da E-REDES, a incorporação desta alteração permite capturar a referida sobreposição e, conseqüentemente, estimar o efeito do saldo quarto-horário». Caso a proposta seja aprovada, estes novos perfis serão concretizados até ao final de 2025, para aplicação a partir de 1 de janeiro de 2026;
- Ao abrigo do art.º 13.º da referida Diretiva n.º 2/2024, o operador da RND enviou à ERSE, em abril de 2024, uma atualização do estudo realizado em 2018 para determinação de perfis ótimos de consumo para a BTN, concluindo que os resultados obtidos não geraram evidência suficiente que suporte a substituição das atuais classes A, B e C. O estudo refere ainda 1) no âmbito dos locais de consumo com mobilidade elétrica, «(...) verifica-se nos locais de consumo em análise, uma deslocação progressiva do consumo, ao longo do ano, para períodos noturnos e com maior incidência nas horas de transição de um dia para outro. Esta deslocação é acompanhada por uma alteração do pico de consumo para o mesmo período, distinguindo-se do comportamento global exibido na população BTN. Este comportamento ocorre em todas as classes BTN, mas é mais expressivo na Classe C, onde a incidência do consumo nos períodos noturnos é crescente atingindo valores de magnitude particularmente elevada» e 2) no âmbito de instalações com armazenamento, «(...) este estudo não contemplou a análise de diagramas de carga em contexto de armazenamento em BTN, uma vez que, até ao momento, não existem na população BTN variáveis de caracterização que identifiquem instalações de armazenamento, nem há evidência de armazenamento de energia nos diagramas de carga. Esta falta de informação não permite identificar este segmento, e por este motivo não foi possível caracterizar este segmento nem avaliar a sua influência nos perfis de consumo BTN». Neste quadro, a ERSE entende importante continuar a acompanhar o impacto que estas novas realidades do setor possam ter ao nível dos perfis das instalações em BTN, propondo que o operador da RND atualize o estudo agora realizado, a cada três anos, sendo a primeira atualização devida até 15 de maio de 2027.

4.6.3 METODOLOGIAS DE CONSTRUÇÃO DE PERFIS DE PERDAS

Propõe-se integrar no Guia as metodologias de construção de perfis de perdas na RNT e nas redes de distribuição, como estabelecidas, respetivamente, na [Diretiva n.º 4/2024](#), de 16 de janeiro, retificada pela [Declaração de Retificação n.º 100/2024](#), de 7 de fevereiro, e na [Diretiva n.º 7/2024](#), de 16 de janeiro, retificada pela [Declaração de Retificação n.º 112/2024](#), de 8 de fevereiro. Revogam-se, conseqüentemente, as referidas diretivas.

Para efeitos desta integração, inscreve-se disposição habilitante no artigo 1.º do Guia, estabelecendo estas metodologias no respetivo objeto.

4.6.4 REGRAS PARA APURAMENTO E IMPUTAÇÃO DO FATOR DE ADEQUAÇÃO

As regras para apuramento e imputação do fator de adequação foram aprovadas pela [Diretiva n.º 3/2024](#), de 16 de janeiro. Essas regras são agora introduzidas no Guia e a referida diretiva é revogada. No essencial, não se propõem alterações nesta matéria.

Não obstante, a REN e a E-REDES apresentaram propostas no âmbito da periodicidade de disponibilização do Diagrama de Geração pelo gestor global do SEN ao operador da RND, traduzindo a prática atual. Concretamente, o Guia atual prevê ¹⁰⁶ que essa disponibilização tenha lugar diariamente, até às 12h00 do dia d+1. Propõe-se agora que, para além desse momento, o Diagrama de Geração seja também disponibilizado (i.e., atualizado) em m+1, m+3 e m+6, para efeitos de apuramento dos dados de consumo por carteira de comercialização, pelo operador da RND.

4.7 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

A disponibilização de dados de energia elétrica pode ser entendida, em certo sentido, como a principal atividade ao abrigo do Guia, uma vez que todas as restantes (medição, leitura, correção de anomalias, tratamento de dados) têm como propósito subjacente o apuramento de dados para posterior disponibilização/utilização.

¹⁰⁶ Nos termos do ponto 67.

A disponibilização de dados, para efeitos do Guia, destina-se, designadamente, à faturação dos encargos de acesso à rede e à participação em mercado, para além da disponibilização direta aos utilizadores da rede, enquanto titulares desses dados ¹⁰⁷. A este propósito, cabe referir que o acesso aos dados por parte dos utilizadores de rede se concretiza de duas formas ¹⁰⁸:

- Tratando-se de dados validados, o acesso tem lugar através das plataformas eletrónicas (de acesso gratuito) dos operadores de rede respetivos. Para as instalações com leitura diária, esses dados são disponibilizados em d+1 ¹⁰⁹;
- O acesso, em tempo real ou quase real, a dados não validados, é assegurado através da porta de comunicação normalizada dos respetivos equipamentos de medição ou através de acesso remoto (e.g., API, portais, App) ¹¹⁰.

A legislação e a regulamentação em vigor atribuem aos operadores de rede a responsabilidade pela recolha (leitura), tratamento e disponibilização de dados das instalações dos respetivos utilizadores de rede, de forma individualizada, como acima se descreveu, mas também de forma agregada para disponibilização a outros intervenientes no setor (e.g., comercializadores, agregadores). Em regra, tratando-se de disponibilização de dados a outros intervenientes, os meios e formatos utilizados são distintos e objeto de consulta promovida pelos operadores de rede.

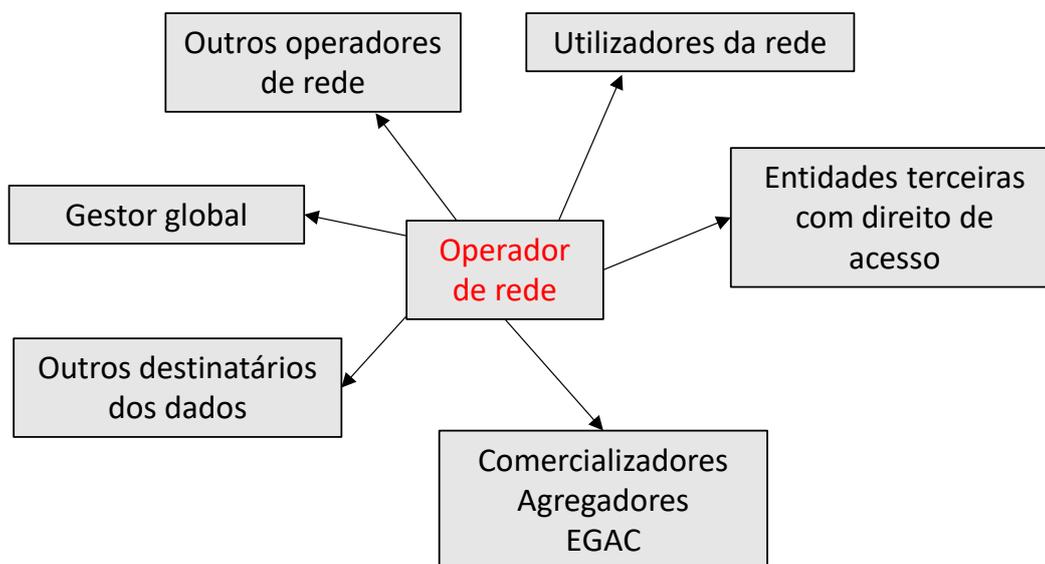
¹⁰⁷ Sem prejuízo de, em função da atividade, e da respetiva regulamentação específica, os dados serem utilizados para outros fins (gestão das redes, mudança de comercializador, emissão de garantias de origem, etc.).

¹⁰⁸ Nos termos do n.º 1 do art.º 182.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

¹⁰⁹ Nos termos do art.º 14.º do RSRI, e abrangendo dados de consumo e de injeção na rede.

¹¹⁰ No âmbito deste acesso aos dados, em tempo real ou quase real, releva também a discussão promovida no ponto 4.3.9, relativamente ao recurso a tecnologias alternativas de comunicações.

Figura 4-3 – Disponibilização de dados



A disponibilização de dados validados de energia elétrica tem lugar nos seguintes momentos principais: d+1, m+1, m+3 e m+6. Os dados disponibilizados em d+1, para além daqueles que se disponibilizam aos utilizadores de rede, servem, fundamentalmente, de suporte à participação dos agentes em mercado. Os restantes momentos de disponibilização estão diretamente relacionados com a liquidação dos desvios e dos encargos de acesso à rede que, nos termos da regulamentação em vigor, se torna definitiva em m+6.

A nível europeu, existem diversos modelos de disponibilização de dados. Na Dinamarca, por exemplo, essa disponibilização é baseada num repositório central de dados (*data hub*)¹¹¹ do gestor de sistema, com o qual todos os intervenientes do setor interagem. Situação semelhante ocorre na Estónia¹¹². Em Espanha, existe também uma plataforma centralizada de dados, desenvolvida por iniciativa das associações dos operadores de rede de distribuição¹¹³. Já no caso da Alemanha, não existe um repositório central e o acesso aos dados faz-se bilateralmente (*peer-to-peer*). Acresce que a responsabilidade pelos equipamentos de medição e pela partilha dos dados desses equipamentos não é dos operadores de rede, mas sim dos designados operadores de medição¹¹⁴.

¹¹¹ <https://eloverblik.dk/>

¹¹² <https://estfeed.elering.ee/>

¹¹³ <https://www.datadis.es/home> (assegura o acesso aos dados por parte dos clientes e por entidades terceiras expressamente autorizadas; estão em curso desenvolvimentos para que esse acesso seja automático no caso dos respetivos comercializadores)

¹¹⁴ Em alemão, designados por *Messstellenbetreiber*.

O modelo português, podendo classificar-se como descentralizado, na medida em que cada operador de rede disponibiliza os dados dos utilizadores respetivos na sua plataforma, na prática configura, para cada sistema elétrico, um quase repositório único de dados. É assim nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, uma vez que a operação das redes, em cada uma destas regiões, é desempenhada por uma única empresa. E, em Portugal continental, a situação é muito semelhante, pois mais de 99% das instalações dos utilizadores de rede estão ligadas a redes de distribuição exploradas pela E-REDES que, adicionalmente, assegura também essa disponibilização aos utilizadores da RNT.

Figura 4-4 – Centros (*hubs*) de dados

E-REDES (Portugal continental)
EDA (Região Autónoma dos Açores)
EEM (Região Autónoma da Madeira)

O Capítulo VII da proposta de Guia é dedicado à atividade de disponibilização de dados (imagem abaixo), e encontra correspondência no Capítulo IV do Guia atual. Em termos concretos, procura-se uma melhor sistematização das regras aplicáveis à disponibilização de dados, em função 1) das entidades que os disponibilizam e das entidades destinatárias, 2) da natureza dos dados (consumo ou injeção) e 3) do nível de agregação (dados individualizados ou em carteira). Adicionalmente, propõe-se um conjunto de novos desenvolvimentos, nos termos que se detalham de seguida.

Figura 4-5 – Estrutura proposta para o Capítulo VII – Disponibilização de dados

- Secção I – Disposições gerais
- Secção II – Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados pelos operadores de rede
- Secção III – Disponibilização de dados pelos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT ao operador da RND
- Secção IV – Disponibilização de dados pelos operadores de RDF aos operadores da rede de serviço público
- Secção V – Autoconsumo
- Secção VI – Mobilidade elétrica

4.7.1 REQUISITOS DE INTEROPERABILIDADE E PROCEDIMENTOS DE ACESSO AOS DADOS

ENQUADRAMENTO

A [Diretiva \(UE\) 2019/944](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, dispõe acerca de requisitos de interoperabilidade e procedimentos de acesso aos dados [art.º 24.º], com o objetivo de promover a concorrência no mercado retalhista e de evitar custos administrativos excessivos para os agentes. Neste âmbito, e muito concretamente, prevê-se que a Comissão adote, através de atos de execução, requisitos de interoperabilidade e procedimentos transparentes e não discriminatórios de acesso aos dados sobre 1) contagem e consumo, 2) mudança de fornecedor e 3) resposta da procura e outros serviços.

Essa adoção (no caso da alínea 1)) e preparação (no caso das alíneas 2) e 3)) dos atos de execução encontra-se detalhada e calendarizada no quadro mais abrangente estabelecido pelo Plano de Ação da UE para a digitalização do sistema energético (COM/2022/552) ¹¹⁵.

Em relação aos dados de contagem e consumo, o desenvolvimento legislativo teve já lugar através da publicação do [Regulamento de execução \(UE\) 2023/1162](#) da Comissão, de 6 de junho de 2023, relativo a requisitos de interoperabilidade e a procedimentos transparentes e não discriminatórios de acesso a dados de contagem e de consumo ¹¹⁶. Este regulamento estabelece um modelo de referência ¹¹⁷ que define regras e procedimentos a aplicar pelos Estados-Membros de modo a permitir a interoperabilidade no acesso aos dados dos clientes finais ¹¹⁸.

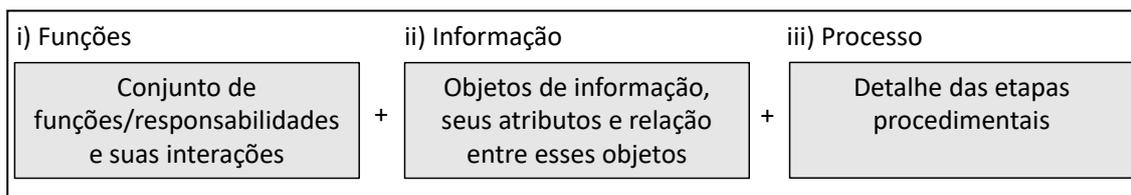
¹¹⁵ Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552>

¹¹⁶ «Dados de contagem e de consumo», leituras de contadores de consumo de eletricidade a partir da rede, de eletricidade introduzida na rede ou de consumo de instalações de produção de energia no local ligadas à rede, incluindo dados validados sobre o histórico e dados em tempo quase real não validados [art.º 2.º, ponto 2 do Regulamento (UE) 2023/1162]

¹¹⁷ «Modelo de referência», os procedimentos necessários para ter acesso aos dados que descrevem o intercâmbio de informações mínimo exigido entre os participantes no mercado [art.º 2.º, ponto 1 do Regulamento (UE) 2023/1162]

¹¹⁸ «Cliente final», o cliente que compra eletricidade para consumo próprio [art.º 2.º, ponto 3 da Diretiva (UE) 2019/944]

Figura 4-6 – Modelo de referência



O regulamento determina ainda diversas obrigações aplicáveis aos Estados-Membros, nomeadamente:

- Comunicar à Comissão, com base nas orientações ¹¹⁹ por esta elaboradas, e utilizando o respetivo modelo para reporte ¹²⁰, o levantamento das práticas nacionais (informações sobre a aplicação, a nível nacional, do modelo de referência e das várias funções, intercâmbios de informações e procedimentos) relativas à aplicação dos requisitos de interoperabilidade e dos procedimentos de acesso a dados e assegurar a conformidade dessas práticas com as obrigações estabelecidas no Regulamento. Esse levantamento deve ser publicado num repositório disponibilizado ao público (mantido conjuntamente pela ENTSO-E e pela EU DSO Entity ¹²¹). A comunicação deve ter lugar até 5 de julho de 2025;
- Disponibilizar a todas as partes elegíveis ¹²² e a todos os clientes finais fácil acesso às informações sobre a organização do mercado nacional relativas às funções e responsabilidades específicas estabelecidas no Regulamento, incluindo a identificação das partes que atuam no mercado nacional

¹¹⁹ «Electricity metering and consumption data interoperability - Guidance for the reporting of national practices in accordance with Commission Implementing Regulation (EU) 2023/1162», de julho de 2024, disponível em <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f33b3dd9-3a82-11ef-a1cb-01aa75ed71a1/language-en>

¹²⁰ Disponível em <https://circabc.europa.eu/ui/group/7736f95b-4eb3-4f8e-a0a3-0b62c3ed4f0b/library/13b4134c-aec7-44b7-a861-c8295972bbd9>

¹²¹ Adicionalmente, estas entidades auxiliam os Estados-Membros na comunicação das práticas nacionais, através do contacto disponibilizado para o efeito: jwgdatainteroperability@eudsoentity.eu

¹²² «Parte elegível», uma entidade que oferece serviços relacionados com a energia a clientes finais, tais como comercializadores, operadores de redes de transporte e de redes de distribuição, operadores delegados e outros terceiros, agregadores, empresas de serviços energéticos, comunidades de energia de fontes renováveis, comunidades de cidadãos para a energia e prestadores de serviços de balanço, desde que ofereçam serviços relacionados com a energia a clientes finais [art.º 2.º, ponto 6 do Regulamento (UE) 2023/1162]

como administradores de dados de contagem ¹²³, administradores de pontos de contagem ¹²⁴, fornecedores de acesso a dados ¹²⁵ e administradores de autorizações ¹²⁶;

- Garantir que as empresas de eletricidade aplicam o modelo de referência a partir de 5 de janeiro de 2025.

Por sua vez, o procedimento de elaboração dos atos de execução relativos ao acesso aos dados sobre mudança de fornecedor, por um lado, e sobre resposta da procura e outros serviços, por outro, encontra-se ainda numa fase muito inicial, não se perspectivando a sua publicação para breve. Acresce que a integração desses atos de execução no perímetro regulamentar da responsabilidade da ERSE não deverá, em princípio, ter lugar ao nível do Guia, mas antes dos Procedimentos de mudança de comercializador ¹²⁷, no primeiro caso, e dos Manuais de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS ¹²⁸) e/ou da Gestão Técnica das Redes de Distribuição (MPGTRD), no segundo.

MODELO PORTUGUÊS

A legislação nacional atribui à ERSE as responsabilidades de acompanhamento e regulamentação da atividade de disponibilização de dados no setor elétrico ¹²⁹. Assim, e para efeitos do estabelecido no modelo de referência previsto no Regulamento (UE) 2023/1162, a ERSE constitui-se como “Autoridade nacional competente”, cabendo-lhe assegurar o cumprimento das obrigações acima elencadas ¹³⁰.

¹²³ «Administrador de dados de contagem», uma parte responsável pelo armazenamento de dados validados sobre o histórico de contagem e de consumo e pela distribuição desses dados a clientes finais e/ou a partes elegíveis [art.º 2.º, ponto 7 do Regulamento (UE) 2023/1162]

¹²⁴ «Administrador de pontos de contagem», uma parte responsável pela administração e disponibilização das características de pontos de contagem, incluindo os registos das partes elegíveis e dos clientes finais ligados ao ponto de contagem em causa [art.º 2.º, ponto 12 do Regulamento (UE) 2023/1162]

¹²⁵ «Fornecedor de acesso a dados», uma parte responsável por facilitar o acesso, incluindo em cooperação com outras partes, pelo cliente final ou por partes elegíveis, a dados validados sobre o histórico de contagem e de consumo [art.º 2.º, ponto 13 do Regulamento (UE) 2023/1162]

¹²⁶ «Administrador de autorizações», uma parte responsável pela administração de um registo de autorizações de acesso a dados relativamente a um conjunto de pontos de contagem e que disponibiliza essas informações aos clientes finais e partes elegíveis do setor que o solicitem [art.º 2.º, ponto 10 do Regulamento (UE) 2023/1162]

¹²⁷ <https://files.diariodarepublica.pt/2s/2018/12/237000000/3301233029.pdf>

¹²⁸ https://www.erse.pt/media/3bqhdciq/diretiva-19_2023-mpggs.pdf

¹²⁹ Vd., e.g., art.º 205.º, al. h) e art.º 91.º, n.º 1, ambos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

¹³⁰ Nessa condição, a ERSE assegurou a representação nacional nas várias sessões de trabalho (*workshops*) coorganizadas pela Comissão Europeia, pela ENTSO-E e pela EU DSO Entity, que visaram nivelar o entendimento das diversas partes em relação ao Regulamento (UE) 2023/1162, de modo a contribuir para a sua correta implementação, incluindo o reporte das práticas nacionais.

Por outro lado, nos termos da regulamentação em vigor, cabe ao respetivo operador de rede o desempenho dos diversos papéis previstos no modelo de referência. Deste modo, em Portugal continental, a E-REDES assume esses papéis para a quase totalidade dos pontos de entrega ¹³¹. Já no caso das regiões autónomas, são os respetivos operadores (EDA, na Região Autónoma dos Açores e EEM, na Região Autónoma da Madeira) a assegurar essas funções.

Figura 4-7 – Correspondência entre funções do modelo de referência e entidades que as desempenham

Funções	Entidades que as desempenham
<ul style="list-style-type: none"> Autoridade nacional competente 	<ul style="list-style-type: none"> ERSE
<ul style="list-style-type: none"> Administrador de dados de contagem Administrador de autorizações Administrador de pontos de contagem Fornecedor de acesso a dados Prestador de serviços de identidade Operador de contadores 	<ul style="list-style-type: none"> Portugal continental: <ul style="list-style-type: none"> MAT, AT, MT: E-REDES BT: ORD respetivo RAA: EDA RAM: EEM
<ul style="list-style-type: none"> Parte elegível 	<ul style="list-style-type: none"> Comercializadores, agregadores, EGAC, CER, CCE, BSP, FSP, ...

PROPOSTAS DOS OPERADORES

A E-REDES propõe que a definição das entidades responsáveis pela operacionalização dos diversos papéis e procedimentos estabelecidos no Regulamento (UE) 2023/1162 constasse do Guia, nos seguintes termos:

«A disponibilização de dados de contagem e de consumo aos clientes finais e partes elegíveis deve seguir os procedimentos estabelecidos na regulamentação específica aplicável, em particular o Regulamento de Execução (UE) 2023/1162, de 6 de junho de 2023, garantindo o cumprimento dos requisitos de interoperabilidade e procedimentos transparentes definidos pela comissão europeia. O papel de autoridade competente é desempenhado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

¹³¹ Incluindo MAT, AT, MT e BT

Os papéis de administrador de dados de contagem, administrador de pontos de contagem, fornecedor de acesso a dados, administrador de autorizações, prestador de serviços de identidade e operador de contadores são responsabilidade do operador de rede responsável pelo ponto de entrega, sem prejuízo de que estas funções e serviços possam ser subcontratados a outras entidades».

PROPOSTA DA ERSE

Com o enquadramento anterior e em linha com a proposta apresentada pela E-REDES, propõe-se integrar no Guia um artigo dedicado aos requisitos de interoperabilidade e procedimentos transparentes e não discriminatórios de acesso aos dados de contagem e de consumo, 1) remetendo, de forma geral, para a legislação e regulamentação aplicáveis e, particularmente, para o Regulamento (UE) 2023/1162, 2) estabelecendo a relação entre os diversos papéis previstos nesse Regulamento e as entidades que os desempenham e 3) fixando as condições de reporte à ERSE das práticas nacionais por cada operador de rede e, bem assim, as obrigações de comunicação e divulgação dessas práticas aplicáveis à ERSE.

4.7.2 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PELOS COMERCIALIZADORES AOS CLIENTES

Para além das responsabilidades atribuídas aos operadores de rede em matéria de disponibilização de dados aos utilizadores, a legislação e a regulamentação estabelecem também deveres aplicáveis a essa disponibilização por parte dos comercializadores. Assim é, por exemplo, no quadro da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, do RRC e do próprio Guia (e.g., ponto 60.3).

A proposta inscreve um artigo dedicado à disponibilização de dados pelos comercializadores aos clientes que remete para o quadro legal e regulamentar vigente e, adicionalmente, prevê que os comercializadores informem os clientes relativamente aos meios existentes de acesso aos seus dados de energia.

4.7.3 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PELOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT AO OPERADOR DA RND

Em Portugal continental existem 10 operadores de rede exclusivamente em BT, cujas redes se encontram fisicamente ligadas à RND, explorada pela E-REDES.

Para que possam ser devidamente faturados os encargos de acesso à rede a esses operadores, e também para o apuramento das carteiras de comercialização e de agregação, é indispensável a disponibilização de dados dos respetivos utilizadores, por esses operadores de rede, ao operador da RND. O ponto 69 do atual

Guia estabelece a metodologia aplicável a essa disponibilização, dispondo acerca de quais os dados a disponibilizar e quais os momentos dessa disponibilização, em função dos dois modelos regulamentarmente estabelecidos ¹³².

No essencial, a proposta de reformulação do Guia mantém as regras atuais e, também com base nas propostas apresentadas pela E-REDES, introduz alguns aperfeiçoamentos, de que são exemplo 1) a consideração de RDF ligadas a estas redes de BT, 2) a sincronização dos momentos de disponibilização de dados pelos operadores de rede exclusivamente em BT ao operador da RND com os momentos aplicáveis ao próprio operador da RND (i.e., d+1, m+1, m+3 e m+6) ou 3) regras de detalhe para apuramento das carteiras dos comercializadores e dos agregadores.

Adicionalmente, atribui-se ao operador da RND a obrigação de aprovação do modelo e do formato dos dados a disponibilizar pelos operadores de rede exclusivamente em BT, no prazo de três meses após a entrada em vigor do Guia.

Por último, e de modo a assegurar o acompanhamento regulatório dessa disponibilização por parte de cada operador de rede exclusivamente em BT, estabelece-se o dever de, a cada dois anos, o operador da RND elaborar e enviar à ERSE um relatório de caracterização.

4.7.4 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PELOS OPERADORES DE RDF AOS OPERADORES DA REDE DE SERVIÇO PÚBLICO

No âmbito do detalhe da regulamentação das RDF, o Guia propõe um artigo aplicável à disponibilização de dados pelos operadores das RDF aos operadores das redes de serviço público.

A lógica desta disponibilização, baseada em proposta da E-REDES, é muito semelhante à que se aplica na fronteira MT/BT, quando a modalidade de faturação dos encargos de acesso à rede (pelo operador da RND ao operador da rede de BT) é baseada nas quantidades medidas nos postos de transformação MT/BT. Assim, estabelecem-se os dados que os operadores das RDF devem disponibilizar ao respetivo operador da rede de serviço público, os momentos dessa disponibilização, a forma de apuramento dos consumos do comercializador que fornece o operador da RDF, regras para apuramento dos encargos de acesso à rede

¹³² Nos termos do art.º 27.º do RT.

(a faturar pelo operador da rede de serviço público ao operador da RDF), incluindo os associados à energia reativa.

Adicionalmente, atribui-se aos operadores das redes de serviço público a obrigação de aprovação do modelo e do formato dos dados a disponibilizar pelos operadores de RDF, no prazo de três meses após a entrada em vigor do Guia.

Por último, e de modo a assegurar o acompanhamento regulatório dessa disponibilização por parte dos operadores de RDF, estabelece-se o dever de, a cada dois anos, o operador da RND elaborar e enviar à ERSE um relatório de caracterização.

4.8 REPORTE DE INFORMAÇÃO

O Capítulo VII do Guia em vigor, intitulado “Indicadores de atividade sobre a aplicação do Guia de Medição”, estabelece um conjunto de indicadores a reportar à ERSE pelos operadores da RNT e da RND, assim como o respetivo procedimento de reporte (periodicidade e prazo). Os indicadores encontram-se agrupados em seis dimensões: 1) A – Instalação e caracterização de equipamentos de medição, 2) B – Parametrização e tratamento tarifário dos equipamentos de medição, 3) C – Verificação dos equipamentos de medição, 4) D – Leitura dos equipamentos de medição, 5) E – Equipamentos de medição inadequados e 6) F – Disponibilização de dados de consumo. No total, encontram-se estabelecidos 28 indicadores.

As propostas enviadas pelos operadores das redes não incidiram nesta matéria.

Por sua vez, a proposta submetida a consulta pela ERSE, não introduzindo alterações significativas ao nível do procedimento de reporte, elimina diversos indicadores, introduz vários outros e determina o alargamento da obrigação de reporte aos demais operadores das redes de serviço público, em função de cada indicador em particular. As mudanças propostas resultam, por um lado, da experiência de análise dos indicadores atuais e, por outro, das mudanças operadas no próprio Guia.

Importa ainda referir que, através da Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto, foram aprovados indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, com o respetivo reporte a iniciar-se em maio de 2025 e, nesta perspetiva, esses indicadores devem ser vistos como complementares daqueles que agora se propõem. Do mesmo modo, são mantidas, no quadro específico de cada regulamento, as obrigações de

reporte de informação relativas às redes inteligentes ¹³³, ao autoconsumo ¹³⁴ e à apropriação indevida de energia ¹³⁵.

A proposta de reformulação dos indicadores do Guia consta do Capítulo VIII, intitulado “Reporte de informação”, e prevê cinco dimensões: 1) A - Medição, 2) B - Integração em rede inteligente, 3) C - Leitura dos equipamentos de medição, 4) D – Anomalias e 5) E – Disponibilização de dados. No total, são propostos 21 indicadores ¹³⁶, alguns dos quais já existentes.

A primeira dimensão (Medição), corresponde-se com o Capítulo II da proposta de Guia e visa caracterizar os pontos de medição existentes.

A segunda dimensão (Integração em rede inteligente) permite acompanhar os processos de integração em rede inteligente na BT, por tipo de instalação, por tipo de fornecimento, e por operador (incluindo as regiões autónomas), assim como caracterizar as tecnologias de comunicações utilizadas ¹³⁷.

A terceira dimensão (Leitura dos equipamentos de medição) tem correspondência com o Capítulo III da proposta de Guia e visa simplificar a dimensão D - Leitura dos equipamentos de medição do atual Guia, recolhendo informação relativa à taxa de sucesso das leituras e à quantificação das instalações de produção sem leitura diária.

A quarta dimensão (Anomalias), decorre diretamente do Capítulo IV do Guia agora proposto e tem como objetivo acompanhar a ocorrência de anomalias ¹³⁸.

A quinta e última dimensão (Disponibilização de dados) corresponde-se com o Capítulo VII da proposta de Guia e estabelece cinco novos indicadores. Três deles são relativos à disponibilização de diagramas de carga aos utilizadores da rede por parte dos operadores de rede, 1) cobrindo o tempo médio de disponibilização dos diagramas relativos ao dia d, 2) a percentagem de diagramas corrigidos posteriormente e 3) a

¹³³ Nos termos dos artigos 16.º e 20.º do RSRI.

¹³⁴ Nos termos do art.º 38.º do RAC.

¹³⁵ Nos termos do art.º 18.º do RAIE.

¹³⁶ Menos sete que os atualmente estabelecidos.

¹³⁷ Tema abordado em maior detalhe no ponto 4.3.9 do documento.

¹³⁸ Sendo complementada pelo indicador geral estabelecido no art.º 100.º do RQS, relativo ao desempenho na correção de anomalias pelos operadores de redes de distribuição.

percentagem da energia associada a essa correção ¹³⁹. Os restantes visam acompanhar a disponibilização de dados através das plataformas eletrónicas dos operadores de rede, nas vertentes de número de utilizadores ativos e de disponibilidade. Estes indicadores refletem a importância crescente da disponibilização atempada de dados com o máximo nível de detalhe e tão próximos quanto possível dos dados definitivos.

4.9 CUMPRIMENTO FACULTATIVO

Em Portugal continental, a atividade de operação da rede de distribuição é desempenhada pela E-REDES (AT, MT e BT) e por outros 10 operadores de rede (exclusivamente em BT). Juntos, estes 10 operadores de rede exclusivamente em BT servem pouco mais de 30 000 clientes (cerca de 0,5% do total).

Por outro lado, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, a operação de redes de distribuição fechadas integra o elenco das atividades do SEN, e os respetivos operadores estão sujeitos aos deveres gerais dos operadores das redes de serviço público de distribuição. Independentemente da incerteza em torno da evolução que as redes de distribuição fechadas possam vir a registar nos próximos anos, o quadro legal estabelece requisitos que determinam que, em qualquer caso, e para além da respetiva especificidade destas redes, o número de clientes abrangidos seja reduzido ¹⁴⁰.

Naturalmente, como consequência desta enorme diferença em termos de número de clientes servidos, os meios e a estrutura dos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT e dos operadores de RDF são menores que os da E-REDES.

Deste modo, por razões de proporcionalidade e de razoabilidade, a proposta de Guia estabelece como facultativo o cumprimento de algumas disposições por parte destes operadores de rede (exclusivamente em BT ou de RDF).

Um exemplo concreto, mais desenvolvido nos termos do ponto 4.6.1, é a obrigação de os operadores de rede avaliarem anualmente as regras de estimativa utilizadas e enviarem à ERSE o respetivo relatório de

¹³⁹ Estes indicadores foram propostos e preliminarmente analisados pela ERSE na Consulta Pública n.º 120 (Indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica), concretamente nos termos discutidos no ponto 2.2.8 do respetivo relatório de fecho (https://www.erse.pt/media/pd2hlyjn/cp120_indicadores_redesinteligentes_rel%C3%B3rio_final.pdf).

¹⁴⁰ Nos termos do n.º 1 do art.º 120.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as redes de distribuição fechadas integram-se em sítios geograficamente circunscritos e não abastecem clientes domésticos.

avaliação. Está em causa a utilização de um quadro de regras (de estimativa) comum a todos os operadores de rede, não se vislumbrando mais-valia decorrente da particularização da sua aplicação a um conjunto muito reduzido de clientes.

Sublinha-se o carácter facultativo do cumprimento destas disposições, porquanto não se pretende derrogar, sem mais, essas disposições relativamente ao universo de operadores em causa. Assim, os operadores de rede que estejam em condições de as cumprir, e que entendam esse cumprimento como significativo, podem fazê-lo.

4.10 REGIME TRANSITÓRIO

O Capítulo IX da proposta de articulado do Guia estabelece um regime transitório aplicável a instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente e a instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária.

Figura 4-8 – Estrutura proposta para o Capítulo IX – Regime transitório

- Secção I – Instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente
- Secção II – Instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária

No caso das instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente, o regime transitório agora proposto aplica-se até que essa integração tenha lugar.

No caso das instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária, a aplicação do regime transitório proposto cessa aquando da migração dessas instalações para regime remuneratório de mercado, em função da situação concreta de cada instalação.

No essencial, as regras estabelecidas ao abrigo deste regime transitório encontram-se já estabelecidas no Guia atual, tratando-se de salvaguardar esse quadro de regras, na exata medida em que as mesmas continuem a ser necessárias.

4.10.1 INSTALAÇÕES DE CLIENTES EM BTN NÃO INTEGRADAS EM REDE INTELIGENTE

A secção do regime transitório dedicada às instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente encontra-se organizada em duas subsecções: 1) Medição e leitura e 2) Disponibilização de dados.

No âmbito da medição e leitura:

- Adotam-se, genericamente, as características mínimas dos equipamentos de medição e as regras aplicáveis nas situações de inadequação dos equipamentos de medição às opções tarifárias dos clientes (BTN não IP e IP), já determinadas pelo Guia atual ¹⁴¹. Faz-se notar a introdução de uma alteração, proposta pela E-REDES, para determinação da potência tomada nas instalações de IP, com base na perfilagem da energia estimada por período horário ¹⁴²;
- Prevê-se a recolha local de dados pelo operador de rede sempre que as instalações não estejam integradas em sistemas de telecontagem e, no caso de os equipamentos de medição não permitirem o registo quarto-horário, estabelece-se que esses dados se resumem a leituras acumuladas (por período horário);
- Salvaguarda-se o recurso à figura da leitura extraordinária, nos termos do RRC ¹⁴³.

Por sua vez, em relação à disponibilização de dados individuais de consumo, determinam-se as entidades destinatárias e a periodicidade da disponibilização, estando em causa simplesmente as leituras de energia ativa (valores acumulados, recolhidos, em regra, trimestralmente) e o consumo mensal da instalação considerado na faturação dos encargos de acesso às redes.

¹⁴¹ Nos termos, respetivamente, dos pontos 14.1.3 e 39.

¹⁴² Aproveita-se a referência aos perfis de IP para mencionar desenvolvimentos recentes que têm vindo a ocorrer em alguns destes circuitos, com impacto na respetiva utilização. Em concreto, para além do consumo da IP (predominantemente noturno), existem já apoios da rede de IP utilizados para carregamento de veículos elétricos, com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica. Nestas situações, naturalmente, são aplicáveis as regras gerais para apuramento de dados e faturação de instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, devendo ser segregados os consumos de IP (consumo do setor elétrico) dos consumos dos pontos de carregamento (consumo do setor da mobilidade elétrica).

¹⁴³ A discussão detalhada em torno da leitura extraordinária tem lugar no ponto 4.3.8 deste documento.

4.10.2 INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO SEM MEDIÇÃO QUARTO-HORÁRIA OU SEM LEITURA DIÁRIA

O regime transitório aplicável às instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária visa acomodar as instalações de produção existentes, ao abrigo de regimes jurídicos anteriores ¹⁴⁴, ligadas às redes de distribuição. Estas instalações, em regra, são telecontadas, com recolha mensal de valores agregados.

Tal como sucede com o regime transitório aplicável às instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente, trata-se de estabelecer as disposições estritamente necessárias para excecionar a aplicação do quadro geral de regras do Guia a estas instalações de produção.

O Guia atual já dispõe acerca de instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária (sob a designação de unidades de pequena produção, UPP) ¹⁴⁵, pelo que, no essencial, se trata de preservar esse quadro de regras, mas agora no âmbito do regime transitório. A este propósito, no plano dos princípios gerais, determina-se que a transição destas instalações de produção para mercado pressupõe o cumprimento das regras aplicáveis às instalações nesse regime, por exemplo em termos de características dos equipamentos de medição, frequência de leitura, desagregação quarto-horária, contratação dos consumos próprios ou faturação de reativa.

No mais, e seguindo de perto as propostas apresentadas pela E-REDES, mantêm-se as atuais regras. Assim é para efeitos de:

- Estimativa da produção quarto-horária, a partir das leituras mensais ou das correspondentes estimativas, de valores agregados. Uma vez que essa desagregação se socorre dos respetivos perfis e, à data, apenas se publicam perfis para a tecnologia fotovoltaica, propõe-se que, para as demais tecnologias (e.g., eólica, hídrica), a perfilagem seja feita com base no diagrama quarto-horário de produção verificado no ano anterior, por tecnologia;
- Disponibilização de dados pelos operadores de rede, prevendo-se, em termos de dados individuais (por instalação), a leitura acumulada mensal e, em termos de dados agregados (carteira do agregador de último recurso), o respetivo diagrama quarto-horário, a disponibilizar em d+1, m+1, m+3 e m+6.

¹⁴⁴ De que são exemplo as unidades de microprodução, nos termos do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, ou as de miniprodução, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março.

¹⁴⁵ A título de exemplo, nos pontos 36 (estimativas) e 72 a 74 (disponibilização de dados).

Por fim, é proposto um indicador relativo ao número de instalações de produção sem medição quarto-horária, de molde a permitir acompanhar a evolução desta realidade ao longo do tempo e avaliar a necessidade de manutenção do regime transitório associado.

4.11 DISPOSIÇÕES FINAIS

A estrutura e o conteúdo do capítulo relativo às disposições finais, como proposto, são muito semelhantes aos dos demais regulamentos da ERSE, como resultado da consulta operada em 2023, com preceitos referentes aos seguintes aspetos: projetos-piloto, informação a enviar à ERSE, forma dos atos da ERSE, recomendações e orientações da ERSE, auditorias de verificação do cumprimento regulamentar, prazos, regime sancionatório, norma revogatória, entrada em vigor e produção de efeitos. Ademais, incluem-se propostas relativas à instituição de grupos de trabalho, aos documentos complementares, bem como uma norma relativa a cumprimento facultativo, nos termos melhor enquadrados abaixo.

4.11.1 PROJETOS-PILOTO

Na revisão dos regulamentos do setor elétrico, que ocorreu em 2023, foi introduzida uma disposição genérica, comum a todos os regulamentos, sobre projetos-piloto, considerando a competência atribuída à ERSE pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro ¹⁴⁶, e a pertinência da matéria.

No documento justificativo de reformulação do RRC ¹⁴⁷, referiu-se a este propósito que “A evolução rápida da regulamentação para permitir novos modelos de negócio, funcionalidades e tecnologias que se traduzam em benefícios para os consumidores e para o sistema energético, demonstrada a sua funcionalidade e eficiência, deve ter especial atenção, dando a oportunidade de exploração de inovação”.

As matérias diretamente regulamentadas no Guia, particularmente no atual estágio de evolução do setor elétrico (redes inteligentes, prestação de serviços à rede, medição interna, disponibilização de dados, etc.), encerram potencial de desenvolvimento com recurso à modalidade de projetos-piloto. Esta visão é partilhada também pelos operadores de rede. Com efeito, a proposta de reformulação apresentada pela

¹⁴⁶ Nos termos do art.º 205.º, al. j), um dos objetivos da regulação da ERSE é “estabelecer quadros específicos para o desenvolvimento de regimes piloto de inovação e desenvolvimento no âmbito das atividades previstas no presente decreto-lei”.

¹⁴⁷ Em concreto, no ponto 2.2.3 do documento, disponível em <https://www.erse.pt/media/1w5owxp2/regulamento-de-rela%C3%A7%C3%B5es-comerciais-documento-justificativo.pdf>

REN apela à concretização de um quadro de regras no Guia, aplicável a projetos-piloto, identificando como um caso concreto a medição “através de tecnologias não convencionais”.

Por estas razões, é proposto um artigo dedicado aos projetos-piloto que, essencialmente, remete para a disciplina estabelecida no RRC, adotada na revisão regulamentar de 2023.

4.11.2 GRUPOS DE TRABALHO

Sempre que tem entendido útil ou necessário, a ERSE promove a criação de grupos de trabalho para acompanhamento de matérias específicas, no quadro regulamentar aplicável. Assim sucedeu, por exemplo, com a criação do Grupo de Acompanhamento do RQS ¹⁴⁸, do Grupo de Trabalho para mapeamento dos fluxos de informação relativos aos perfis de consumo de gás ¹⁴⁹ ou, mais recentemente, dos grupos de trabalho de acompanhamento da mobilidade elétrica e sobre medição em corrente contínua em pontos de carregamento ¹⁵⁰.

Em regra, estes grupos visam acompanhar a correta e atempada implementação das regras vigentes e, em função da experiência recolhida com a sua aplicação, identificar oportunidades de melhoria dessas regras. Estes grupos constituem-se ainda como fóruns de aprendizagem, discussão e partilha, assumindo particular relevo em períodos de acentuado dinamismo setorial.

Na proposta que apresentou à ERSE, a E-REDES sublinha, por um lado, a importância do Guia para o mercado e, por outro, o atual ritmo da evolução tecnológica, sugerindo maior frequência dos processos de revisão do Guia (intervalos não superiores a três anos).

A ERSE entende que, no atual estágio evolutivo do setor elétrico (novas atividades, novos intervenientes, novas tecnologias, desenvolvimentos legislativos e regulamentares, a nível europeu e nacional), é útil estabelecer a possibilidade de constituição de grupos de trabalho no âmbito do Guia, submetendo essa proposta a consulta. A redação segue de perto a estabelecida no art.º 95.º-A do RME em vigor.

¹⁴⁸ Ao abrigo do art.º 129.º do RQS.

¹⁴⁹ Ao abrigo do n.º 3 da [Diretiva n.º 16/2016](#), de 19 de setembro.

¹⁵⁰ Ambos ao abrigo do art.º 95.º-A do Regulamento da Mobilidade Elétrica, aprovado pelo Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, na redação atual.

4.11.3 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

O ponto 5 do Guia em vigor estabelece as regras relativas à elaboração, publicação e disponibilização de documentos complementares ao Guia. Estes documentos cobrem matérias que assumem natureza procedimental ou grande detalhe técnico e que, por essa razão, não integram o próprio Guia. Apesar das responsabilidades associadas aos documentos complementares estarem, no essencial, atribuídas aos operadores de rede, prevê-se que o procedimento de elaboração/alteração contemple notificação à ERSE, para pronúncia, sobre a versão final dos documentos ¹⁵¹. Adicionalmente, o Guia estabelece uma lista não exaustiva de matérias que devem ser objeto de documento complementar.

A E-REDES apresentou algumas propostas relativamente aos documentos complementares, com o objetivo de, segundo este operador, tornar mais ágil a sua aplicação e revisão. Para tal, propõe que os documentos complementares sejam substituídos por procedimentos a endereçar diretamente pelo Guia ¹⁵², e por procedimentos a estabelecer por acordo entre os operadores de rede e os agentes ¹⁵³. Adicionalmente, a E-REDES propõe eliminar deste âmbito os procedimentos de regularização de fraudes e furtos, com a justificação de que o seu conteúdo já é desenvolvido no RAIE.

A ERSE está genericamente de acordo com a proposta apresentada pela E-REDES, fruto da avaliação que faz da aplicação das atuais regras estabelecidas no Guia. Assim, e de forma sintética, a proposta submetida a consulta mantém, no fundamental, a atual mecânica de feitura e publicação dos documentos complementares pelos operadores de rede, mas 1) reforça o carácter flexível e descentralizado do

¹⁵¹ Determinando-se um prazo máximo de 20 dias, sendo que, decorrido esse prazo sem que tenha sido emitida qualquer apreciação, se depreende aceitação tácita.

¹⁵² Em concreto, 1) Regras de estimativa da produção em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, no caso de ausência de leitura, 2) Regras de arredondamento utilizadas nos cálculos efetuados, 3) Procedimentos de atuação dos operadores no âmbito dos relógios dos contadores multi-tarifa e 4) Procedimentos de regularização de anomalias de medição e leitura.

¹⁵³ Em concreto, 1) Resumo e identificação das normas técnicas e documentos de referência aplicáveis a materiais e equipamentos de medição e leitura, 2) Regras relativas à instalação, manutenção e verificação de equipamentos de medição, cabos e outros acessórios necessários, 3) Regras, esquemas ou outros documentos sobre ligações de equipamentos de medição e dispositivos de controlo de potência, 4) Formulários dos ensaios a sistemas de medição e respetivos relatórios, 5) Formulário dos autos de inspeção a equipamentos de medição, 6) Formato e suporte da informação de dados de consumo e de produção em regime especial a disponibilizar aos agentes de mercado, 7) Formato, conteúdo e periodicidade de envio dos ficheiros de dados do fator de adequação, 8) Formato e suporte da informação a disponibilizar entre o operador da RND e o operador da RNT e 9) Formato e suporte da informação a disponibilizar entre o operador da RND e os operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT.

procedimento e 2) integra no corpo do Guia alguns dos documentos complementares em vigor, como proposto pela E-REDES ¹⁵⁴.

A flexibilização dos procedimentos relativos aos documentos complementares, agora proposta, alinha-se com o que o atual quadro regulamentar já estabelece, por exemplo, no tocante aos Avisos ¹⁵⁵ da Gestão Global do Sistema (nos termos do ponto 3 da Parte I do MPGGS) ou às Regras Técnicas ¹⁵⁶ da EGME (nos termos dos artigos 59.º, 60.º e 61.º do RME). Tendo em vista este objetivo, propõe-se o seguinte conjunto de alterações:

- Elimina-se a interação com a ERSE, com caráter prévio à aprovação e publicação dos documentos complementares pelos operadores de rede. Por um lado, o atual prazo de 20 dias para pronúncia tem-se revelado insuficiente e, por outro lado, a previsão de um prazo alargado ou, em alternativa, a não previsão de prazo ¹⁵⁷, impactaria negativamente num procedimento que se pretende célere;
- Não obstante a proposta enunciada no ponto anterior, estabelece-se que, na sequência dos processos de consulta, obrigatórios, para aprovação de documentos complementares, os operadores das redes enviem à ERSE, para conhecimento desta entidade, as versões finais desses documentos, juntamente com os documentos de resposta aos comentários recebidos na consulta a interessados;
- Estabelece-se que, sempre que possível, os documentos complementares resultem de proposta conjunta dos operadores das redes, salvaguardadas as especificidades de cada um. A adoção de regras harmonizadas por parte dos diferentes operadores beneficia os destinatários dessas regras, facilitando não apenas a aprovação dos documentos, mas também as suas implementação e aceitação;
- É eliminado o elenco mínimo de documentos complementares a aprovar, substanciando a liberdade dos operadores para, em estreito diálogo com os intervenientes no setor, identificarem as matérias a desenvolver nesses documentos. Naturalmente, essa liberdade cinge-se ao objeto do Guia e às atribuições regulamentares cometidas à ERSE.

¹⁵⁴ Assim é no caso, por exemplo, das estimativas de injeção na rede por parte de instalações de produção, dos momentos de disponibilização dos valores do fator de adequação ou dos procedimentos de correção de valores resultantes de anomalias de medição e leitura.

¹⁵⁵ <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/DocReg/Paginas/Sub-regulamentacao.aspx>

¹⁵⁶ <https://www.mobie.pt/mobilidade/regras-tecnicas-procedimentos>

¹⁵⁷ Como sucede no caso do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural, aprovado pela Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março (ponto 4)

Ainda no âmbito dos documentos complementares, determina-se que os operadores das redes enviem à ERSE, em formato eletrónico, no prazo de 30 dias, a localização exata nas suas páginas na internet de todos os documentos complementares em vigor.

5 CORRESPONDÊNCIA ENTRE AS DISPOSIÇÕES DA PROPOSTA E AS DO GUIA EM VIGOR

A Tabela 5-1 apresenta a correspondência entre as disposições da proposta de reformulação do Guia e as do Guia ainda em vigor.

Tabela 5-1 – Correspondência entre as disposições da proposta e do Guia em vigor

Proposta		Guia em vigor
Artigo	Epígrafe	
1.º	Objeto e âmbito	Pontos 1 e 2
2.º	Siglas e definições	Pontos 6 e 7
3.º	Tratamento e proteção de dados pessoais	Ponto 50
4.º	Informação confidencial	Ponto 50
5.º	Cibersegurança	-
6.º	Serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais	Pontos 75 a 78
7.º	Pontos de medição de energia elétrica	Ponto 4
8.º	Fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição	Pontos 10 e 14
9.º	Acesso aos equipamentos de medição	Pontos 15 e 16
10.º	Instalações com duplo equipamento de medição	Ponto 11
11.º	Instalações de especial complexidade	-
12.º	Características gerais dos equipamentos de medição	Ponto 14
13.º	Pontos de medição de instalações de clientes finais em MAT, AT ou MT	Ponto 14
14.º	Pontos de medição de instalações de clientes finais em BT	Ponto 14
15.º	Pontos de medição de instalações de produção ou de armazenamento	Ponto 14
16.º	Outros pontos de medição	Ponto 14
17.º	Parametrização do tratamento tarifário	Ponto 14
18.º	Parametrização local e remota dos equipamentos de medição	Ponto 14
19.º	Procedimento de verificação e acerto do relógio do equipamento de medição	Pontos 18 e 29
20.º	Adequação do equipamento de medição	Ponto 23
21.º	Intervenções nos equipamentos de medição	Ponto 14
22.º	Dispositivos controladores de potência	Ponto 14
23.º	Controlo da potência contratada realizado pelo equipamento de medição	-
24.º	Controlo da potência contratada em instalações trifásicas	-
25.º	Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento	Ponto 40
26.º	Perdas no ferro dos transformadores de potência	Ponto 40
27.º	Perdas no cobre dos enrolamentos dos transformadores de potência	Ponto 40
28.º	Cálculo das grandezas elétricas	Ponto 40
29.º	Medição a tensão diferente da tensão de ligação	Ponto 41

Proposta		Guia em vigor
Artigo	Epígrafe	
30.º	Princípios gerais	Pontos 24 a 26
31.º	Grandezas a medir ou a determinar para cada IC em autoconsumo	-
32.º	Grandezas a medir ou a determinar para cada IPr e para cada IA	-
33.º	Mobilidade elétrica	
34.º	Instalações de produção sem contrato de fornecimento para os consumos próprios	Ponto 42
35.º	Princípios gerais aplicáveis à leitura dos equipamentos de medição	Pontos 8, 29
36.º	Responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição	Ponto 27
37.º	Leitura local dos equipamentos de medição	Pontos 9, 29
38.º	Impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao titular da instalação	Ponto 29
39.º	Tecnologias de comunicações nas redes inteligentes	-
40.º	Tipificação de anomalias	Ponto 30
41.º	Eliminação das anomalias de medição e leitura	Ponto 30
42.º	Correção de valores resultantes de anomalias de medição e leitura	Ponto 30
43.º	Correção de valores resultantes de anomalias de medição e leitura em dados definitivos	Ponto 30
44.º	Determinação da energia e da potência na ausência de registos de medição	Ponto 31
45.º	Determinação da compensação devida pelo operador nas situações em que não exista contrato de fornecimento	-
46.º	Obrigações de registo e arquivo	Ponto 31
47.º	Princípios gerais	Pontos 32 e 34
48.º	Métodos de estimativa	Ponto 33
49.º	Método de estimativa “Perfil”	Ponto 33
50.º	Método de estimativa “Histórico Homólogo Simples”	Ponto 33
51.º	Consumo médio diário	Ponto 33
52.º	Regras para estimar valores quarto-horários de consumo	Ponto 30
53.º	Regras para estimar valores quarto-horários de injeção na rede por instalações de produção	Ponto 30
54.º	Regras para estimar valores quarto-horários em instalações de armazenamento	-
55.º	Regras para estimar valores quarto-horários em instalações participantes em autoconsumo	-
56.º	Mobilidade elétrica	-
57.º	Âmbito	Pontos 35 a 37
58.º	Princípios gerais	Pontos 35 a 37
59.º	Estimativa dos perfis	Pontos 35 a 37
60.º	Perfis de consumo e de injeção	Pontos 35 a 37
61.º	Perfis de consumo para instalações em BTN	Ponto 35
62.º	Perfil de consumo para instalações em BTE ou em MT	Ponto 35
63.º	Perfil de consumo para instalações de IP	Ponto 35
64.º	Perfil de produção solar fotovoltaica	Ponto 36

Proposta		Guia em vigor
Artigo	Epígrafe	
65.º	Perfis de consumo e de injeção para instalações de consumo em BTN com UPAC integrada	Ponto 37
66.º	Perfis finais	Ponto 35
67.º	Publicação dos valores dos perfis	Ponto 35
68.º	Estudo para determinação de perfis	-
69.º	Âmbito	Ponto 64
70.º	Perfis de perdas	Ponto 64
71.º	Fatores de correção mensal	Ponto 64
72.º	Valores dos perfis de perdas	Ponto 64
73.º	Divulgação dos perfis de perdas	Ponto 64
74.º	Âmbito	Ponto 64
75.º	Perdas estimadas por nível de tensão	Ponto 64
76.º	Energias de consumo e de saída, por nível de tensão	Ponto 64
77.º	Energia de perdas quarto-horária por nível de tensão	Ponto 64
78.º	Valores dos perfis de perdas por nível de tensão	Ponto 64
79.º	Divulgação dos perfis de perdas	Ponto 64
80.º	Âmbito	Ponto 62
81.º	Princípios gerais	Pontos 62 e 63
82.º	Apuramento e imputação do fator de adequação	Ponto 65
83.º	Diagrama de Geração	Ponto 67
84.º	Deveres de publicação	-
85.º	Princípios gerais	Pontos 48, 58 e 66
86.º	Consumo discriminado agregado estimado	Pontos 58 e 68
87.º	Consumo discriminado agregado definitivo	Ponto 58
88.º	Princípios gerais	Pontos 46 e 50
89.º	Princípios aplicáveis à disponibilização de dados pelos operadores de rede	Pontos 49, 51, 54 e 60
90.º	Disponibilização de dados pelos comercializadores aos clientes	Ponto 60
91.º	Requisitos e procedimentos de acesso a dados	-
92.º	Objeção aos dados	Ponto 59
93.º	Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados pelos operadores de rede	Pontos 61 e 70 a 74
94.º	Disponibilização de dados pelos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT ao operador da RND	Ponto 69
95.º	Modelo baseado nas quantidades medidas nos postos de transformação MT/BT	Ponto 69
96.º	Modelo baseado nas quantidades medidas nos pontos de ligação às instalações dos utilizadores	Ponto 69
97.º	Conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados pelos operadores de rede exclusivamente em BT ao operador da RND	Ponto 69
98.º	Disponibilização de dados pelos operadores de RDF aos operadores da rede de serviço público	-
99.º	Autoconsumo	-

Proposta		Guia em vigor
Artigo	Epígrafe	
100.º	Troca de dados entre os operadores da rede e a EGME	
101.º	Reporte de informação	Ponto 84
102.º	Características mínimas dos equipamentos de medição	Ponto 14
103.º	Equipamentos de medição inadequados à opção tarifária dos clientes	Ponto 39
104.º	Leitura	Ponto 29
105.º	Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade de dados de consumo	Ponto 61
106.º	Princípios gerais	Ponto 44
107.º	Princípios gerais	Pontos 36 e 37
108.º	Estimativa da injeção quarto-horária	Ponto 36
109.º	Estimativa da produção média mensal	Ponto 36
110.º	Produção estimada agregada quarto-horária	Ponto 36
111.º	Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade de dados de injeção	Pontos 72 a 74
112.º	Projetos-piloto	-
113.º	Grupos de trabalho	-
114.º	Informação a enviar à ERSE	-
115.º	Forma dos atos da ERSE	-
116.º	Documentos complementares	Ponto 5
117.º	Recomendações e orientações da ERSE	-
118.º	Auditorias de verificação do cumprimento regulamentar	Ponto 87
119.º	Prazos	-
120.º	Regime sancionatório	Ponto 3
121.º	Norma revogatória	-
122.º	Entrada em vigor e produção de efeitos	Ponto 85

6 MAPEAMENTO DAS OBRIGAÇÕES DE REPORTE, PUBLICAÇÃO E SUBMISSÃO DE PROPOSTAS

A Tabela 6-1 apresenta a sistematização das obrigações previstas na proposta de reformulação do Guia, aplicáveis aos operadores de rede, aos comercializadores de último recurso e ao gestor global do SEN.

Tabela 6-1 – Obrigações propostas

Disposição	Descrição	Prazo	Aplicável a
Art.º 6.º, n.º 4	Caracterização da disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais	Até 15 de maio de cada ano	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM, CUR
Art.º 11.º, n.º 3	Quadro geral de regras a adotar para o apuramento dos valores das grandezas em instalações elétricas de especial complexidade	Três meses após entrada em vigor do Guia	ORNT, ORND, ORAA, ORAM
Art.º 12.º, n.º 4	Requisitos de interoperabilidade, comunicações e segurança aplicáveis aos equipamentos de medição	30 dias após entrada em vigor do Guia	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 14.º, n.º 6	Requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes já instalados e/ou a instalar na BTE	12 meses após entrada em vigor do Guia	ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 17.º, n.º 3	Metodologia que assegure a transparência e a rastreabilidade da informação utilizada para a parametrização dos equipamentos de medição através de sistemas centrais	Três meses após entrada em vigor do Guia	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 20.º, n.º 2	Procedimento para adequação e parametrização do equipamento de medição no ponto de ligação à rede de IC com UPAC integrada não sujeita a controlo prévio	60 dias após entrada em vigor do Guia	ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 25.º, n.º 5	Parâmetro relativo a outros fatores com impacte na determinação da potência média de perdas no cobre dos transformadores de potência	12 meses após entrada em vigor do Guia	ORND, ORAA, ORAM
Art.º 39.º	Análise de viabilidade técnica e económica do recurso a tecnologias alternativas de comunicações nas redes inteligentes	12 meses após entrada em vigor do Guia	ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 47.º, n.º 9	Avaliação anual da aplicação das regras de estimativa	Até 15 de maio de cada ano	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 51.º, n.º 4	Consumo médio diário a considerar em cada ano	Até 15 de janeiro	ORAA, ORAM
Art.º 54.º, n.º 5	Regras para estimativas em instalações de armazenamento	24 meses após entrada em vigor	ORND, ORAA, ORAM

Disposição	Descrição	Prazo	Aplicável a
Art.º 67.º, n.º 1	Perfis de consumo/injeção e documento justificativo	Até 15 de dezembro de cada ano	ORND
Art.º 67.º, n.º 3	Perfis finais de consumo	Até cinco dias após o final de cada mês	Gestor global do SEN
Art.º 68.º	Estudo para determinação de perfis ótimos na BTN	Até 15 de maio de 2027, trianual	ORND
Art.º 73.º, n.ºs 1 e 2	Perfis de perdas na RNT e relatório	Até 31 de dezembro de cada ano	ORNT
Art.º 79.º, n.ºs 1 a 3	Perfis de perdas nas redes de distribuição e na RNT e relatório	Até 31 de dezembro de cada ano	ORND
Art.º 84.º	Valor médio mensal do fator de adequação	Mensalmente	ORND
Art.º 89.º, n.º 4	Publicar informação sobre os meios técnicos disponíveis e os procedimentos de acesso aos dados não validados	Imediatamente	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 89.º, n.º 6	Modelo e formato dos dados a disponibilizar entre operadores de rede	Três meses após entrada em vigor do Guia	ORNT, ORND, ORD BT
Art.º 89.º, n.º 8	Modelo e formato dos dados a disponibilizar aos comercializadores e aos agregadores	Três meses após entrada em vigor do Guia	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 91.º, n.º 4	Mapeamento das funções, dos objetos de informação e das etapas procedimentais do modelo de referência estabelecidos no Regulamento de Execução (UE) 2023/1162, de 6 de junho de 2023	Até 31 de maio de 2025	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 94.º, n.º 6	Modelo e formato dos dados a disponibilizar pelos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT ao ORND	Três meses após entrada em vigor do Guia	ORND
Art.º 94.º, n.º 8	Relatório de caracterização da disponibilização de dados pelos operadores das redes de distribuição em BT ao ORND	Até 15 de maio de cada ano par	ORND
Art.º 98.º, n.º 5	Modelo e formato dos dados a disponibilizar pelos operadores de RDF aos operadores da rede de serviço público	Três meses após entrada em vigor do Guia	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 98.º, n.º 8	Relatório de caracterização da disponibilização de dados pelos operadores das RDF ao ORND	Até 15 de maio de cada ano par	ORND
Art.º 101.º, n.º 1	Indicadores do Guia	Até ao final do mês seguinte a cada semestre	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM

Disposição	Descrição	Prazo	Aplicável a
Art.º 109.º, n.º 3	Estimativa da produção média mensal, por classe de instalações de produção	Três meses antes da data de aplicação	ORND, ORAA, ORAM
Art.º 109.º, n.º 5	Classes de instalações de produção para estimar valores de injeção em instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária	Três meses após entrada em vigor do Guia	Operador da RND e operadores das regiões autónomas
Art.º 114.º, n.º 4	Localização exata nas páginas na internet das informações e dos documentos e elementos que devam ser publicitados	60 dias após entrada em vigor do Guia	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
Art.º 116.º, n.º 12	Documentos complementares em vigor	30 dias após entrada em vigor do Guia	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM

Legenda: ORNT – Operador da Rede Nacional de Transporte, ORND – Operador da Rede Nacional de Distribuição, ORD BT – operadores das redes de serviço público de distribuição em BT de Portugal continental, ORAA — empresa responsável pela rede elétrica da Região Autónoma dos Açores, ORAM — empresa responsável pela rede elétrica da Região Autónoma da Madeira, ORDF – operadores de redes de distribuição fechadas, CUR – comercializadores de último recurso.

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

www.erse.pt

