

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Regulamento n.º 987/2025

Sumário: Aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor Elétrico.

Aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor Elétrico

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, designadamente para efeitos de faturação dos diversos intervenientes e de participação em mercado pelos respetivos agentes.

O Guia é aprovado pela ERSE ao abrigo 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.

A reformulação do Guia visou quatro objetivos fundamentais: 1) alargar o seu âmbito de aplicação às regiões autónomas, 2) acolher os desenvolvimentos legislativos, regulamentares e tecnológicos ocorridos desde a última aprovação, 3) melhorar e simplificar o quadro de regras e 4) rever a estrutura normativa.

Desde a primeira publicação em 2007, o Guia tem sido 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. Sem prejuízo da procura por um quadro de regras tão harmonizado quanto possível para a totalidade do território nacional, as especificidades próprias dos sistemas elétricos insulares são acauteladas no Guia, designadamente para as dimensões de mercado organizado e de separação de atividades.

Quanto aos desenvolvimentos legislativos, regulamentares e tecnológicos registados desde 2016, ano em que o Guia foi revisto pela última vez, merece especial referência a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, bem como a consequente revisão regulamentar do setor elétrico promovida pela ERSE em 2023.

Neste quadro legal e regulamentar, as redes inteligentes de energia elétrica, ao nível da infraestrutura e dos serviços, afirmam-se como novo normal do setor, de forma transversal às atividades a coberto do Guia. Com efeito, no final de 2024, cerca de 98 % das instalações de consumo em Portugal continental estavam integradas em rede inteligente. O quadro de regras pressupõe, por exemplo, acesso remoto aos equipamentos de medição, recolha diária de valores desagregados ou realização de saldos quarto-horários para os diversos pontos de medição. São integradas no Guia diversas disposições já existentes no quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE, em particular no RRC e no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, aprovado pelo Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho.

Por outro lado, é abandonada a lógica de regulamentação supletiva da atividade de produção, que passa a estar regulamentada em pé de igualdade com o consumo. Ademais, são densificadas as disposições estabelecidas no RRC relativas à atividade de armazenamento, por exemplo ao nível das características dos equipamentos de medição ou das regras de estimativa aplicáveis.

Estabelecem-se, ainda, direitos e obrigações dos operadores das redes de distribuição fechadas (RDF), para efeitos das fronteiras com a rede de serviço público e com as instalações dos respetivos utilizadores das RDF. Sempre que possível e considerado adequado, equiparam-se esses direitos e obrigações aos dos operadores da rede de serviço público, em linha com o regime previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, e por forma a acautelar o nivelamento entre os utilizadores das RDF e os demais utilizadores das redes, nomeadamente no respeitante à escolha de comercializador, à participação em autoconsumo, à integração na rede de mobilidade elétrica ou à prestação de serviços à rede.

O Guia mantém, no essencial, as anteriores disposições aplicáveis às instalações integradas na rede de mobilidade elétrica. Conhecida a intenção do Governo de alterar o respetivo regime jurídico, nomeadamente para o compatibilizar com o Regulamento (UE) 2023/1804 relativo à criação de uma

infraestrutura para combustíveis alternativos (AFIR), será necessário adaptar o quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE, designadamente o Regulamento da Mobilidade Elétrica e o próprio Guia, na sequência dessa alteração.

Também ao nível da atividade de produção para autoconsumo se introduzem várias disposições ao abrigo do objeto do Guia, até agora estabelecidas apenas no Regulamento do Autoconsumo do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho. Algumas destas disposições dizem respeito, por exemplo, ao elenco de pontos de medição, à responsabilidade pelo fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição, às grandezas a medir ou a determinar, ao apuramento de quantidades na circunstância de coexistência entre autoconsumo e mobilidade elétrica, a regras de estimativa, à aplicação de perfis ou à disponibilização de dados aos participantes.

Apesar do Guia anteriormente em vigor já prever alguns princípios gerais no domínio da proteção de dados pessoais, essa matéria foi objeto de sistematização e de harmonização com o restante quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE, submetendo o tratamento de dados pessoais a coberto do Guia à disciplina do Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD), aprovado pelo Regulamento (UE) 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril de 2016, da lei nacional de execução e da legislação conexa. Merece referência a introdução do interesse legítimo como fundamento de licitude do tratamento de dados pessoais, para além do cumprimento de uma obrigação jurídica, da execução de um contrato e do consentimento.

Foram introduzidas no Guia alterações relativas à apropriação indevida de energia, anteriormente designada por procedimento fraudulento. Estas alterações derivam do regime jurídico estabelecido através do Decreto-Lei n.º 15/2022, que revogou o Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, e do regime regulamentar determinado pelo Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia, aprovado pelo Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho. Estes diplomas reservam para o Guia aspetos de detalhe, nomeadamente sobre a determinação da energia e da potência na ausência de registos de medição, quer para instalações de consumo, quer para instalações que injetem energia na rede.

Por último, também no campo dos desenvolvimentos legislativos registados neste período com impacto nas matérias regulamentadas pelo Guia, cabe referir o 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. Neste âmbito, o Guia estabelece a relação entre os diversos papéis previstos no Regulamento e as entidades que os desempenham e, adicionalmente, fixa 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.

A reformulação do Guia decorreu ainda da experiência da sua aplicação ao longo do tempo, na interação entre a ERSE e as entidades destinatárias das regras, na interação entre essas mesmas entidades, mas também como resultado da normal atividade desenvolvida pela ERSE na resposta a pedidos de informação e a reclamações. Com base nessa experiência, foram identificadas diversas oportunidades de melhoria e de simplificação das regras vigentes, com o propósito de facilitar a aplicação do Guia e garantir coerência com o restante quadro regulamentar da ERSE. Um exemplo claramente enquadrado neste propósito é o das estimativas para efeitos de faturação, em regra, mal compreendidas e mal recebidas pelos clientes e, a par dos subsequentes acertos de faturação, indutoras de conflitualidade. Com efeito, resulta da generalização das redes inteligentes e concretamente da periodicidade diária de leitura que a utilização de estimativas para efeitos de faturação tende a ser, cada vez mais, excepcional. O Guia, como já previsto no RRC, limita a realização de estimativas a situações de ocorrência de anomalias e impede explicitamente a utilização de estimativas pelos comercializadores motivadas por desalinhamento entre ciclos de faturação do acesso às redes e do fornecimento. Adicionalmente, neste contexto de excecionalidade de realização de estimativas para faturação, prevê-se apenas um método de estimativa, designado por "Perfil", que o Guia anterior já consagrava como método a utilizar por defeito (i.e., na ausência de escolha pelo cliente).

Por último, procede-se à revisão da estrutura normativa do Guia, adotando-se a forma articulada própria do quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE.

Alguns operadores de rede apresentaram propostas fundamentadas de alteração do Guia, que se constituíram como ponto de partida para este processo.

A proposta de reformulação do Guia foi submetida a consulta pública, tendo o Conselho Consultivo da ERSE emitido o seu parecer.

Assim, ao abrigo do artigo 223.º do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, na redação atual, e dos artigos 9.º e 10.º conjugados com a alínea c) do n.º 2 do artigo 31.º, todos dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação atual, o Conselho de Administração da ERSE aprovou, por deliberação de 31-07-2025, o seguinte regulamento:

CAPÍTULO I

Disposições iniciais

Artigo 1.º

Objeto e âmbito

1 – O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (Guia), aprovado ao abrigo do artigo 223.º do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, na redação atual, tem por objeto as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura, tratamento e disponibilização de dados no setor elétrico, designadamente para efeitos de faturação dos encargos de acesso à rede e para participação em mercado.

2 – O Guia estabelece ainda a metodologia para determinação dos valores dos perfis de perdas, ao abrigo do artigo 31.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho, na redação atual.

3 – O Guia aplica-se a Portugal continental e, sem prejuízo de norma especial regional, às regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 2.º

Siglas e definições

1 – No presente Guia são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT – Alta Tensão;
- b) BT – Baixa Tensão;
- c) BTE – Baixa Tensão Especial;
- d) BTN – Baixa Tensão Normal;
- e) IA – Instalação de armazenamento autónomo participante em autoconsumo;
- f) IC – Instalação de consumo participante em autoconsumo;
- g) IP – Iluminação Pública;
- h) IPr – Instalação de produção de eletricidade para autoconsumo;
- i) EGAC – Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo;
- j) EGME – Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica;
- k) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- l) MAT – Muito Alta Tensão;
- m) MT – Média Tensão;
- n) RAIE – Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia;
- o) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do setor elétrico;
- p) RDF – Rede de distribuição fechada;
- q) RESP – Rede Elétrica de Serviço Público;

- r) RME – Regulamento da Mobilidade Elétrica;
- s) RND – Rede Nacional de Distribuição de eletricidade em AT e MT, em Portugal continental;
- t) RNT – Rede Nacional de Transporte de eletricidade, em Portugal continental;
- u) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás;
- v) RRC – Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás;
- w) RT – Regulamento tarifário do setor elétrico;
- x) SEN – Sistema Elétrico Nacional;
- y) UCT – Unidade Central de Telecontagem;
- z) UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo.

2 – Para efeitos do presente Guia, são aplicáveis as definições previstas nos regimes legais que estabelecem a organização e o funcionamento do SEN e dos sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, as previstas nos regulamentos da ERSE, bem como as seguintes:

- a) Ajustamento para perdas – mecanismo que relaciona a energia elétrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto;
- b) Carteira de agregação – conjunto de clientes com contrato com um dado agregador;
- c) Carteira de comercialização – conjunto de clientes com contrato de fornecimento com um dado comercializador;
- d) Concentrador de dados – equipamento associado a um ou a vários contadores de energia elétrica que permite armazenar em memória local os valores de contagem e os eventos relevantes de funcionamento, podendo, em alguns casos, processar tratamentos tarifários locais e também disponibilizar sinais de saída;
- e) Contagem – medição de energia elétrica num período de tempo determinado;
- f) 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;
- g) Dados validados sobre o histórico de contagem e de consumo – dados sobre o histórico de contagem e de consumo recolhidos a partir de um contador, convencional ou inteligente, ou de um sistema de contadores inteligentes, ou completados com valores de substituição determinados de outro modo, em caso de indisponibilidade de um contador;
- h) Diagrama de carga – sequência temporal, em períodos de 15 minutos, de valores de potência ativa ou reativa média, referente ao período compreendido entre as 0h00 e as 24h00 de cada dia;
- i) Diagrama de Carga de Referência – diagrama de carga previsional da RESP que corresponde ao somatório da potência ativa injetada na rede pelas instalações ligadas diretamente às redes de transporte e de distribuição, adicionado da potência ativa correspondente ao saldo importador das linhas de interligação com Espanha e deduzido da potência ativa dos consumos de instalações de armazenamento, incluindo bombagem;
- j) Diagrama de Carga do Sistema – diagrama de carga verificado na RESP que corresponde ao somatório dos valores de potência ativa referidos para o Diagrama de Carga de Referência;
- k) Dispositivo controlador de potência – aparelho ou mecanismo destinado a impedir que, num ponto de entrega de BTN, a potência contratada seja ultrapassada;
- l) Energia excedente da produção para autoconsumo – a energia produzida por UPAC e não consumida nem armazenada pelos membros do autoconsumo, no mesmo período de 15 minutos;
- m) Entidades terceiras com acesso aos dados de energia – pessoa singular ou coletiva com interesse legítimo e direito de acesso aos dados de energia, por via de consentimento do titular dos dados,

se aplicável, ou de um contrato com este que implique o acesso aos dados, não incluindo o operador da rede, nem o comercializador ou o agregador da instalação do titular dos dados;

n) Fator de adequação – fator que reparte as diferenças entre a energia ativa entregue à RESP e a energia ativa afeta aos vários comercializadores, apurada a partir da medição nos pontos de entrega;

o) Fatores de ajustamento para perdas – fatores aprovados pela ERSE, mediante propostas dos operadores da RNT e da RND acompanhada pelos documentos que os justificam, discriminados por período horário, nos termos do RARI;

p) Leitura – recolha, pelo operador da rede ou pelo cliente, dos valores das grandezas objeto de medição, registados nos equipamentos de medição;

q) Operador de rede – operador de rede de transporte, de rede de distribuição ou de RDF;

r) Parametrização – operação, que pode ser realizada de forma local ou remota, destinada a introduzir ou a alterar os diferentes parâmetros de um equipamento de medição;

s) Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;

t) Perfil final – perfil de consumo, obtido a partir do perfil inicial, utilizado na estimativa dos consumos discriminados por períodos quarto-horários;

u) Perfil inicial – perfil de consumo indicativo, que serve de base para o cálculo dos perfis finais utilizados na determinação dos consumos discriminados por períodos quarto-horários;

v) Período horário – intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço;

w) Ponto de entrega – ponto da rede onde se faz a entrega ou a receção de energia elétrica à instalação de consumo, de produção, de armazenamento ou a outra rede;

x) Ponto de entrega à rede de mobilidade elétrica – ponto imediatamente a montante de uma infraestrutura elétrica dedicada exclusivamente ao carregamento de baterias de veículos elétricos, que permite individualizar os consumos da rede de mobilidade elétrica;

y) Saldo de energia – diferença entre as energias de consumo e de injeção, em cada período quarto-horário, apurada com base nos dados do equipamento de medição;

z) Sistema de medição de energia elétrica – constitui o suporte de base para a quantificação dos fluxos de energia elétrica, sendo composto por equipamentos locais que efetuam a medição, os quais podem ser acedidos de forma local ou remota, e por equipamentos centrais que efetuam o tratamento dos dados de medição recolhidos e a sua disponibilização;

aa) Telecontagem – contagem com leitura remota;

bb) Unidade Central de Telecontagem – sistema com capacidade de comunicação bidirecional remota com o concentrador de dados ou com o equipamento de medição, caso este integre as funções de concentrador remoto, que permite a recolha e o armazenamento de valores em bases de dados, estruturadas para o tratamento centralizado da informação;

cc) Utilizador da rede – pessoa singular ou coletiva que abastece uma rede de transporte ou uma rede de distribuição de energia elétrica ou é por ela abastecida.

Artigo 3.º

Tratamento e proteção de dados pessoais

1 – O tratamento dos dados pessoais que servem de suporte aos processos abrangidos no âmbito do presente Guia, bem como da sua execução, gestão e acompanhamento, está submetido à disciplina e à conformidade com o Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD), a lei nacional de execução e legislação conexa.

2 – O cliente, enquanto pessoa singular, é titular dos dados pessoais tratados em decorrência da aplicação do presente Guia.

3 – São unicamente recolhidos os dados pessoais pertinentes, adequados e limitados ao necessário para a finalidade que se pretende atingir e são conservados de forma a permitir a identificação dos seus titulares, apenas durante o período necessário ao cumprimento dessa finalidade.

4 – Findos os prazos de conservação referidos no número anterior, os dados pessoais são eliminados ou anonimizados.

5 – O tratamento dos dados pessoais referentes às instalações de produção, consumo ou armazenamento resulta de obrigação jurídica, da execução de um contrato, dos interesses legítimos ou do consentimento dos seus titulares.

6 – Aos titulares dos dados pessoais são fornecidas, de forma concisa, transparente e inteligível, todas as informações necessárias à compreensão e fundamentação dos tratamentos efetuados, bem como um documento normalizado com as condições necessárias e suficientes para consentir o acesso aos dados de energia das instalações, sempre que aplicável.

7 – Os intervenientes do SEN e dos sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto responsáveis pelo tratamento de dados pessoais no âmbito do presente Guia, têm de assegurar mecanismos que permitam o exercício dos direitos dos titulares dos dados, designadamente o direito de acesso, informação, portabilidade, retificação, apagamento, limitação do tratamento e oposição, o direito a não ficar sujeito a decisões individuais automatizadas e o direito de reclamação.

8 – Os intervenientes do SEN e dos sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto responsáveis pelo tratamento dos dados pessoais, têm de adotar as medidas técnicas e organizativas adequadas ao nível de risco dos tratamentos de dados que realizam, de modo a garantir a disponibilidade, integridade e confidencialidade dos dados pessoais.

9 – Os sistemas informáticos utilizados pelos intervenientes do SEN e dos sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira para o tratamento dos dados pessoais têm em conta os princípios da proteção de dados desde a conceção (Privacy by design) e por defeito (Privacy by default).

10 – Quando um certo tipo de tratamento, em particular que utiliza novas tecnologias e tendo em conta a sua natureza, âmbito, contexto e finalidades, for suscetível de implicar um elevado risco para os direitos e liberdades das pessoas singulares, o responsável pelo tratamento procede, antes de iniciar o tratamento, a uma avaliação de impacto das operações de tratamento previstas, nos termos do RGPD.

11 – Sempre que os intervenientes do SEN e dos sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto responsáveis pelo tratamento, tenham nomeado um encarregado de proteção de dados, disponibilizam o contacto do mesmo e identificam a autoridade nacional competente para apresentar reclamação sobre a matéria da privacidade e da proteção de dados pessoais.

12 – A transferência de dados pessoais para organizações internacionais ou países terceiros, que não disponham de decisão de adequação ou de outro mecanismo previsto para o efeito, só podem acontecer se tiverem apresentado garantias adequadas e nas condições previstas no RGPD.

Artigo 4.º

Informação confidencial

1 – É confidencial a informação cujo acesso é restrito a um grupo de pessoas que possuem os privilégios necessários para conhecer e utilizar essa informação.

2 – A informação confidencial é tratada de uma forma que garanta a sua segurança, incluindo a proteção contra o tratamento não autorizado ou ilícito e contra a sua perda, destruição ou danificação acidental, e o responsável pelo tratamento adota medidas técnicas e organizativas adequadas a evitar o acesso indevido e a utilização por pessoas não autorizadas.

Artigo 5.º

Cibersegurança

1 – Os operadores de rede são responsáveis pela cibersegurança das suas redes, incluindo os respetivos equipamentos de medição e canais de comunicação, e por adotar práticas, sistemas e equipamentos que aumentem a resiliência da rede perante eventos de cibersegurança.

2 – No caso de um ataque cibernético a um operador de rede, utilizador de rede ou agente de mercado, logo que a entidade sujeita ao ataque conclua que existe ou possa vir a existir impacto significativo, informa desse facto as outras entidades com as quais participa em processos de troca de informação e que possam vir a ser afetadas pelo referido incidente.

3 – No âmbito da notificação prevista no número anterior, os operadores de rede e os agentes de mercado dão também conhecimento à ERSE do incidente significativo, sem prejuízo da notificação às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço, bem como a outras entidades previstas na lei.

Artigo 6.º

Serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais

1 – Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso podem disponibilizar serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais relativamente aos estabelecidos no presente Guia, no âmbito da medição, leitura, tratamento e disponibilização de dados.

2 – O acesso aos serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais depende da adesão dos clientes ou dos seus representantes, da disponibilidade da tecnologia e, se aplicável, do pagamento do respetivo custo.

3 – A disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais pelos operadores das redes de distribuição e pelos comercializadores de último recurso tem carácter facultativo, estando sujeita ao regime dos serviços opcionais estabelecido no RRC.

4 – Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso enviam à ERSE, até 15 de maio de cada ano, uma caracterização da disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais que inclua, designadamente, a identificação, quantificação e respetivos custos.

5 – O disposto no número anterior não assume carácter obrigatório para os operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, nem para os operadores de RDF.

CAPÍTULO II

Medição

SECÇÃO I

Disposições gerais

Artigo 7.º

Pontos de medição de energia elétrica

1 – Consideram-se pontos obrigatórios de medição de energia elétrica os seguintes:

- a) Pontos de ligação das instalações dos utilizadores da rede à rede de serviço público;
- b) Pontos de ligação das redes fora do território nacional à rede de serviço público;
- c) Pontos de transformação internos à rede de serviço público;

- d) Pontos de ligação da rede de serviço público, ou das RDF, à rede de mobilidade elétrica;
- e) Pontos de carregamento de veículos elétricos integrados na rede de mobilidade elétrica;
- f) Pontos de ligação das RDF à rede de serviço público;
- g) Pontos de ligação das instalações dos utilizadores das RDF a essas redes;
- h) Outros pontos de medição obrigatória nos termos da legislação e regulamentação, designadamente:
 - i) Para medição individualizada da energia elétrica do sobre-equipamento e do reequipamento;
 - ii) No caso de unidades de produção híbridas ou hibridizadas, para medição individualizada da produção, por fonte primária de energia renovável, e do armazenamento.

2 – No caso de instalações participantes em autoconsumo, consideram-se pontos obrigatórios de medição de energia elétrica:

- a) Os pontos de ligação das instalações dos utilizadores da rede, sejam IC, IPr ou IA, à rede de serviço público ou à RDF, diretamente ou através de rede interna;
- b) Os pontos de ligação da UPAC à IC, desde que, nos termos da legislação aplicável, a potência instalada da UPAC seja superior ao limiar estabelecido, para efeitos de medição da injeção da UPAC na IC.

3 – Podem ainda considerar-se pontos de medição de energia elétrica os pontos de medição internos às instalações dos utilizadores da rede, nos casos em que os dados dos respetivos equipamentos de medição sejam utilizados para o processo de faturação dos encargos de acesso à rede, designadamente no âmbito de instalações com duplo equipamento de medição ou de instalações de especial complexidade.

4 – Para efeitos do disposto no número anterior, podem utilizar-se contagens parciais, para agregação por equipamentos de medição concentradores ou tratamento centralizado de dados, ao nível de instalações individuais.

Artigo 8.º

Fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição

1 – Os equipamentos de medição, designadamente contadores e indicadores de potência, bem como os respetivos acessórios, são fornecidos, instalados, mantidos e, se for o caso, substituídos:

- a) Pelo respetivo operador da rede de serviço público, nos pontos de ligação das instalações de consumo à rede de serviço público;
- b) Pelo respetivo operador da rede de serviço público, nos pontos de ligação das redes fora do território nacional à rede de serviço público;
- c) Pelo operador da rede de serviço público a montante, nos pontos de transformação internos à rede de serviço público;
- d) Pelo respetivo operador da rede, nos pontos de ligação da rede de serviço público, ou das RDF, à rede de mobilidade elétrica;
- e) Pelo respetivo operador da rede de serviço público, nos pontos de ligação das RDF à rede de serviço público;
- f) Pelos titulares de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, nos pontos de ligação de instalações de produção ou de armazenamento autónomo à rede de serviço público e, se aplicável, nos respetivos pontos de medição internos, designadamente os previstos na alínea h) do n.º 1 – do Artigo 7.º;
- g) Pelo respetivo detentor do ponto de carregamento, nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.

2 – Salvo em situações expressamente previstas na legislação ou na regulamentação, aos pontos de ligação das instalações dos utilizadores das RDF a essas redes aplicam-se as regras previstas no número anterior, em função da tipologia das instalações.

3 – No caso de instalações participantes em autoconsumo, os equipamentos de medição, designadamente os contadores e indicadores de potência, bem como os respetivos acessórios, são fornecidos, instalados, mantidos e, se for o caso, substituídos:

a) Pelo respetivo operador da rede, nos pontos previstos na alínea a) do n.º 2 – do Artigo 7.º, no caso de IC;

b) Pelos titulares das instalações:

i) no ponto previsto na alínea b) do n.º 2 – do Artigo 7.º, adquirindo, para o efeito, equipamentos de medição qualificados pelo respetivo operador da rede;

ii) nos pontos previstos na alínea a) do n.º 2 – do Artigo 7.º, no caso de IPr ou IA.

4 – Para efeitos do disposto na subalínea ii) da alínea b) do número anterior, e salvo opção contrária do titular da instalação, a aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição cabe ao respetivo operador da rede, mediante a cobrança ao titular da instalação do preço regulado estabelecido no RAC.

5 – Cabe ao titular da instalação garantir as condições necessárias para a instalação, a manutenção, o controlo metrológico, a leitura e a substituição do equipamento de medição.

6 – Os equipamentos de medição, as suas ligações aos circuitos que os alimentam e os restantes acessórios são selados.

7 – Sem prejuízo do disposto na lei relativamente aos deveres dos fabricantes, mandatários, importadores e distribuidores, a entidade responsável pela instalação dos equipamentos de medição garante a existência de toda a documentação necessária à comprovação da conformidade desses equipamentos com a legislação e a regulamentação em vigor.

Artigo 9.º

Acesso aos equipamentos de medição

1 – Os operadores de rede têm direito de acesso, local e remoto, aos equipamentos de medição instalados nos pontos estabelecidos no Artigo 7.º, das instalações ligadas às suas redes, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis, para cumprimento das suas atribuições.

2 – A impossibilidade de acesso ao equipamento de medição pelo operador de rede pode determinar a interrupção do fornecimento de energia elétrica por facto imputável ao cliente, designadamente nos termos do artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 740/74, de 26 de dezembro, na redação atual.

3 – Os utilizadores da rede, assim como as entidades devidamente autorizadas por estes, têm direito de acesso aos equipamentos de medição das suas instalações.

SECÇÃO II

Pontos de medição internos às instalações dos utilizadores

Artigo 10.º

Instalações com duplo equipamento de medição

A integração de um segundo equipamento de medição nos sistemas e procedimentos dos operadores de rede obedece ao disposto no RRC e, adicionalmente, ao seguinte:

a) Todos os encargos associados ao segundo equipamento de medição, incluindo os relativos à integração desse equipamento nos sistemas dos operadores de rede, são da responsabilidade do titular da instalação;

b) Os registos do segundo equipamento de medição podem ser considerados para efeitos de faturação, nos termos a acordar entre as partes;

c) Nos termos da alínea anterior, se o segundo equipamento de medição for considerado para efeitos de faturação dos encargos de acesso à rede:

i) O operador de rede tem direito de acesso, local e remoto, a esse equipamento;

ii) O equipamento fica sujeito às obrigações legais de controlo metrológico.

Artigo 11.º

Instalações de especial complexidade

1 – Em casos devidamente justificados pelo utilizador da rede, e mediante análise e validação prévias pelo respetivo operador de rede, pode ser estabelecido um regime próprio aplicável a instalações de especial complexidade.

2 – Excluem-se do disposto no número anterior as instalações ligadas às redes de BT.

3 – Para o apuramento dos valores das grandezas a considerar no processo de faturação dos encargos de acesso à rede de instalações de especial complexidade, o operador da RNT, o operador da RND e os operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira estabelecem quadros de regras gerais, em função das possíveis topologias e configurações, e publicam-nos nas respetivas páginas na internet, no prazo máximo de 12 meses após a entrada em vigor do presente Guia, procedendo a atualizações sempre que considerarem necessário, e informando simultaneamente a ERSE e a DGEG.

4 – Para cada instalação de especial complexidade, os respetivos operadores de rede e utilizador da rede acordam, com base no quadro previsto no número anterior, as regras particulares a adotar para efeitos do apuramento dos valores das grandezas a considerar no processo de faturação dos encargos de acesso à rede.

5 – A faturação da potência tomada e da energia reativa pelo operador de rede é baseada exclusivamente nos dados medidos ou estimados do ponto de ligação da instalação à rede de serviço público.

6 – Às instalações de especial complexidade aplicam-se, adicionalmente, os seguintes princípios:

a) Os encargos associados aos equipamentos de medição instalados em pontos internos, incluindo os relativos à integração desses equipamentos nos sistemas dos operadores de rede, são da responsabilidade do titular da instalação;

b) O operador de rede tem direito de acesso, local e remoto, aos equipamentos de medição instalados em pontos internos, se utilizados no processo de apuramento dos dados da instalação.

7 – O disposto no n.º 3 – não assume carácter obrigatório para os operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto não existirem, nestas regiões, instalações de especial complexidade.

SECÇÃO III

Requisitos metrológicos e controlo metrológico

SUBSECÇÃO I

Disposições gerais

Artigo 12.º

Disposições Gerais

1 – Sem prejuízo do disposto na legislação aplicável, o cumprimento dos requisitos metrológicos e dos procedimentos atinentes ao controlo metrológico no âmbito do presente Guia obedece ao disposto na presente secção.

2 – O disposto na presente secção é aplicável a todas as instalações dos utilizadores das redes.

SUBSECÇÃO II

Requisitos metrológicos

Artigo 13.º

Potências de exatidão

Para os sistemas de medição que integram transformadores de medida, a fim de garantir que não sejam excedidos os erros definidos para a respetiva classe de exatidão, a potência de exatidão dos enrolamentos de contagem dos transformadores de medida e o dimensionamento dos respetivos circuitos devem ser tais que a carga do enrolamento esteja compreendida entre 25 % e 100 % da potência de exatidão.

Artigo 14.º

Classes de exatidão

As classes de exatidão dos equipamentos de medição a instalar nos pontos de medição não devem ser inferiores às estabelecidas no ponto I do anexo I.

SUBSECÇÃO III

Controlo metrológico

Artigo 15.º

Controlo metrológico dos equipamentos de medição

Os equipamentos de medição devem:

- a) Ser objeto de aprovação do modelo no país de origem que o Instituto Português da Qualidade, I. P. (IPQ) reconheça ao abrigo dos acordos de reconhecimento mútuo;
- b) Cumprir as normas aplicáveis;
- c) Ser submetidos a ensaios finais de exatidão, após os quais são selados com o selo de controlo metrológico do fabricante;
- d) Possuir todos os relatórios de ensaios emitidos por laboratório acreditado.

Artigo 16.º

Ações de verificação a pontos de medição

1 – Para verificar a conformidade de um ponto de medição com os requisitos metrológicos legais e regulamentares devem ser efetuadas ações de verificação.

2 – As ações de verificação são realizadas por laboratório reconhecido pelo IPQ.

3 – A entidade responsável pela realização da ação de verificação deve:

- a) Selar os pontos do sistema de medição passíveis de violação;
- b) Colar no equipamento de medição evidências dessa realização, designadamente o nome da entidade responsável pela realização da ação de verificação e a data da sua realização;
- c) Elaborar relatório que evidencie as anomalias detetadas.

4 – O responsável pelo equipamento de medição deve garantir o arquivo e o registo auditável de todas as ações de verificação, por um período não inferior a três anos.

5 – As entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição têm direito a ser informadas da realização das ações de verificação, dos seus resultados e das respetivas consequências, quando se verificarem impactes ao nível da faturação.

6 – As operações de verificação encontram-se estabelecidas na legislação em vigor sobre controlo metrológico.

7 – A tipologia das ações de verificação e os ensaios a realizar estabelecem-se no ponto II do anexo I.

Artigo 17.º

Primeira verificação

1 – Para pontos de medição de instalações em MAT, AT ou MT com potência instalada superior ou igual a 10 MVA devem ser realizadas ações de verificação do tipo 1, como estabelecido no ponto II do anexo I.

2 – Para pontos de medição de instalações em AT ou MT com potência instalada superior ou igual a 1 MVA e inferior a 10 MVA devem ser realizadas ações de verificação com um nível de exigência mínimo correspondente ao tipo 2, como estabelecido no ponto II do anexo I.

3 – Para pontos de medição de instalações em AT ou MT com potência instalada inferior a 1 MVA devem ser realizadas ações de verificação com um nível de exigência mínimo correspondente ao tipo 3, como estabelecido no ponto II do anexo I.

4 – Para pontos de medição de instalações em BT devem ser realizadas ações de verificação com um nível de exigência mínimo correspondente ao tipo 4, como estabelecido no ponto II do anexo I.

5 – Na sequência da realização da ação de verificação é elaborado um relatório final que inclua as anomalias encontradas e, no caso de pontos de medição em BT, a confirmação da existência dos selos de controlo metrológico nos equipamentos de medição.

6 – Para pontos de medição de instalações em BT, as ações de verificação devem ser realizadas na presença do cliente ou do seu representante, a quem deve ser facultada cópia do relatório referido no número anterior.

7 – A entrada em serviço da instalação pode ficar condicionada à resolução comprovada das anomalias encontradas na ação de verificação.

Artigo 18.º

Verificação periódica

1 – A verificação periódica é realizada com a periodicidade estabelecida no ponto III do anexo I, em função do nível de tensão e da potência instalada.

2 – Para a verificação periódica em pontos de medição de instalações em MAT, AT ou MT com potência instalada igual ou superior a 5 MVA devem ser realizadas ações de verificação do tipo 2, como estabelecido no ponto II do anexo I e, cumulativamente, quando o operador da rede o considere adequado, o ensaio de medida do contador para as ações de verificação do tipo 1, como estabelecido no ponto II do anexo I, e a verificação da conformidade das selagens.

3 – Para a verificação periódica em pontos de medição de instalações em AT ou MT com potência instalada superior a 1 MVA e inferior a 5 MVA, devem ser realizadas ações de verificação do tipo 2, como estabelecido no ponto II do anexo I.

4 – Para a verificação periódica em pontos de medição de instalações em MT com potência instalada igual ou inferior a 1 MVA, devem ser realizadas ações de verificação do tipo 3, como estabelecido no ponto II do anexo I.

5 – Para a verificação periódica em pontos de medição de instalações em BT, devem ser realizadas ações de verificação do tipo 4, como estabelecido no ponto II do anexo I.

Artigo 19.º

Verificação extraordinária

1 – A realização de verificação extraordinária determina o dever de o operador de rede elaborar um auto com os elementos verificados, a descrição da situação e a prova recolhida, e de informar o cliente, por escrito, destes elementos.

2 – Os erros máximos admissíveis na verificação extraordinária são iguais aos estabelecidos para a primeira verificação.

3 – No caso de pontos de medição de instalações em BT, a retirada do contador para reinstalação ou a violação dos selos de controlo determinam a obrigação de realização de verificação extraordinária.

SECÇÃO IV

Características dos equipamentos de medição

Artigo 20.º

Características gerais dos equipamentos de medição

1 – Os equipamentos de medição devem integrar medidas de proteção dos dados pessoais, nos termos da legislação aplicável em matéria de proteção de dados.

2 – O visor dos equipamentos de medição deve permitir a visualização da informação, bem contrastada e claramente visível, independentemente das condições locais de luminosidade.

3 – Os equipamentos de medição são parametrizados para registo bidirecional, sem prejuízo da obrigação de recolha dos registos bidirecionais, pelos operadores de rede, só se aplicar nas situações em que se verifique ou perspetive consumo a partir da rede e injeção na rede.

4 – Os operadores das redes devem estabelecer, divulgar e atualizar, designadamente nas suas páginas na internet, os requisitos de interoperabilidade, comunicações e segurança aplicáveis aos equipamentos de medição a instalar e, no caso dos pontos de medição estabelecidos na alínea b) do n.º 2 – do Artigo 7.º, a lista de equipamentos de medição qualificados, no prazo máximo de seis meses após a entrada em vigor do presente Guia, informando simultaneamente a ERSE.

5 – As características dos equipamentos de medição obedecem ao disposto na presente secção e, se aplicável, aos aspetos detalhados pelos operadores de rede, em observação do disposto no Artigo 124.º

Artigo 21.º

Pontos de medição de instalações de clientes finais em MAT, AT ou MT

1 – Os equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de instalações de clientes finais em MAT, AT ou MT à rede de serviço público têm as seguintes características mínimas:

a) Tipo estático, tarifa múltipla, trifásico, com três elementos de medição e combinados, incluindo medição de energia ativa e de energia reativa;

b) Tratamento tarifário em tarifa múltipla;

c) Medição bidirecional da energia ativa, com discriminação da energia reativa nos quatro quadrantes;

d) Características técnicas que permitam a sua integração nos sistemas centralizados de telecontagem dos operadores de rede;

e) Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, para execução das comutações tarifárias e mudança automática da hora legal e datação do diagrama de carga e respetivo registo de eventos;

f) Sistema de alimentação de recurso que garanta o funcionamento do relógio de tempo real durante, pelo menos, três anos;

g) Funcionalidades de programação, designadamente:

i) Data de fecho automático do período de faturação mensal;

ii) Data de mudança automática da hora legal;

iii) Período de integração;

iv) Relações de transformação dos transformadores de medida a que estejam ligados, para que a leitura seja direta;

v) Unidade de medida e resolução.

h) Memória não volátil, do tipo circular, onde sejam guardados, pelo menos, os valores acumulados dos últimos seis períodos de faturação e 70 dias de diagramas de carga com um período de integração de 15 minutos para seis grandezas medidas.

2 – Adicionalmente, mediante solicitação do cliente, que suporta os eventuais custos associados, os equipamentos de medição podem incluir porta de comunicação ou solução tecnológica equivalente.

Artigo 22.º

Pontos de medição de instalações de clientes finais em BT

1 – Os equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de instalações de clientes finais em BTN à rede de serviço público devem cumprir os requisitos técnicos e funcionais estabelecidos na legislação.

2 – Os equipamentos de medição referidos no número anterior devem ter calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, para execução das comutações tarifárias e mudança automática da hora legal e datação do diagrama de carga e respetivo registo de eventos, sistema de alimentação de recurso que garanta o funcionamento do relógio de tempo real durante, pelo menos, três anos e, ainda, memória não volátil, do tipo circular, onde sejam guardados, pelo menos, os valores acumulados dos últimos seis períodos de faturação e 70 dias de diagramas de carga com um período de integração de 15 minutos para seis grandezas medidas.

3 – O disposto nos números anteriores aplica-se aos pontos de ligação de instalações de clientes finais em BTE, com as necessárias adaptações decorrentes das especificidades dessas instalações.

4 – Para as instalações de clientes finais em BTE, a instalação de contadores inteligentes e a integração em rede inteligente devem obedecer aos planos dos respetivos operadores de rede, submetidos à ERSE ao abrigo do RSRI, assegurando a cobertura de 100 % das instalações até ao final de 2030.

5 – Para efeitos do disposto no n.º 3 – e no n.º 4 –, os operadores de rede de distribuição em BT devem enviar à ERSE, no prazo máximo de 24 meses após a entrada em vigor do presente Guia, os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes já instalados ou a instalar na BTE.

Artigo 23.º

Pontos de medição de instalações de produção ou de armazenamento

1 – Os equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de instalações de produção ou de armazenamento à rede de serviço público, para medição da injeção e do consumo, devem ter características equivalentes às estabelecidas para os equipamentos de medição dos pontos de medição de clientes finais, em função do nível de tensão, nos termos dos artigos anteriores.

2 – O disposto no número anterior é igualmente aplicável aos equipamentos de medição a instalar nos pontos de medição internos de instalações de produção ou de armazenamento, nos casos em que os dados dos respetivos equipamentos de medição sejam utilizados para o processo de faturação dos encargos de acesso à rede.

Artigo 24.º**Outros pontos de medição**

1 – As características dos equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação das redes fora do território nacional à rede de serviço público e nos pontos de transformação internos à rede de serviço público são estabelecidas por acordo entre os operadores de rede envolvidos e devendo, no mínimo, ser equivalentes às estabelecidas para os equipamentos de medição dos pontos de medição de clientes finais, em função do respetivo nível de tensão, nos termos dos artigos anteriores.

2 – As características dos equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação das RDF à rede de serviço público devem ser equivalentes às estabelecidas para os equipamentos de medição dos pontos de medição de clientes finais, em função do respetivo nível de tensão, nos termos dos artigos anteriores.

3 – Salvo em situações expressamente previstas na legislação ou na regulamentação, as características dos equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação das instalações dos utilizadores das RDF a essas redes devem ser equivalentes às estabelecidas para os equipamentos de medição dos pontos de ligação das instalações dos utilizadores da rede à rede de serviço público, em função da respetiva tipologia, e do respetivo nível de tensão, nos termos dos artigos anteriores.

4 – No caso de instalações com pontos de medição internos, como estabelecidos no Artigo 10.º e no Artigo 11.º, aplica-se o seguinte:

a) Nos casos de duplo equipamento de medição, se o segundo equipamento de medição for considerado para efeitos de faturação, os requisitos técnicos e funcionais aplicáveis devem ser, no mínimo, equivalentes aos do equipamento de medição do respetivo operador da rede;

b) Nas instalações elétricas de especial complexidade, os requisitos técnicos e funcionais devem cumprir o disposto na legislação e na regulamentação aplicáveis, por nível de tensão.

Artigo 25.º**Parametrização do tratamento tarifário**

1 – Nas instalações em BTN, sempre que a tecnologia o permita, a alteração da parametrização do tratamento tarifário deve efetuar-se de forma remota, sem prejuízo de poder ser executada localmente.

2 – Nas instalações em MAT, AT, MT ou BTE, o tratamento tarifário pode ser realizado apenas ao nível dos sistemas centrais, não exigindo a parametrização do equipamento de medição, devendo os operadores das redes assegurar a transparência e a rastreabilidade da informação utilizada na parametrização.

3 – Nas situações previstas nos números anteriores, as alterações à parametrização e os valores das grandezas utilizadas no tratamento tarifário devem ser disponibilizados pelos operadores das redes, de forma gratuita, de modo estruturado e de uso corrente, através de uma plataforma eletrónica ou em formato eletrónico.

4 – Nas instalações em MAT, AT, MT ou BTE, os registos totalizadores de energia ativa e de energia reativa devem estar disponíveis, para consulta, no equipamento de medição.

5 – Sempre que possível, nas instalações em BTN, os registos totalizadores de energia ativa, por período horário e ciclo tarifário, devem estar disponíveis, para consulta, no equipamento de medição.

6 – O previsto no número anterior não impede a aplicação de regras específicas relativas à medição e determinação de grandezas, aplicáveis em instalações elétricas que exigem informação adicional relativa, designadamente, à produção, aos coeficientes de partilha, a diagramas de carga, entre outros.

7 – No caso de parametrização do tratamento tarifário por iniciativa do operador da rede, este deve informar as entidades com direito de acesso ao equipamento de medição, com a antecedência mínima de três dias úteis.

8 – A parametrização do tratamento tarifário, nos equipamentos de medição ou nos sistemas centrais, deve ser efetuada de acordo com a opção do cliente, sem qualquer encargo para este.

9 – A parametrização do tratamento tarifário pode ser alterada sempre que o cliente ou o seu representante o requeiram.

Artigo 26.º

Parametrização local e remota dos equipamentos de medição

1 – A parametrização local e remota dos equipamentos de medição é da responsabilidade do respetivo operador de rede.

2 – A parametrização local e remota dos equipamentos de medição exige a prestação de informação entre as partes envolvidas, no prazo previsto no n.º 7 – do Artigo 25.º

3 – Os parâmetros do equipamento de medição suscetíveis de parametrização remota não devem invalidar a ação de verificação de certificação efetuada por laboratório acreditado.

4 – É admitida a parametrização remota quando estiverem assegurados o controlo metrológico dos equipamentos de medição, o correto estabelecimento dos circuitos, a adequação dos elementos da cadeia de contagem e a correta aquisição remota da informação de contagem.

5 – A parametrização remota incide nos seguintes parâmetros:

- a) Tabela de feriados;
- b) Mudança de hora Verão-Inverno e Inverno-Verão;
- c) Ciclo tarifário;
- d) Sincronização manual;
- e) Palavra-passe de acesso remoto;
- f) Data de fecho de faturação;
- g) Atualização de firmware.

6 – Em caso de parametrização remota sem perda de valor de contagem, o operador de rede deve garantir o registo auditável da parametrização efetuada, com datação do evento.

7 – Em caso de parametrização remota com perda de valor de contagem, o operador de rede:

a) No caso de perda de valores de contagem por parte de alguma das entidades envolvidas, deve disponibilizar a essa entidade um ficheiro com a informação de contagem do período respetivo, no prazo de 24 horas;

b) No caso de equipamentos de medição em que a parametrização remota elimine os registos totalizadores locais, deve informar previamente os agentes afetados e disponibilizar-lhes posteriormente a informação necessária;

c) Deve garantir o registo auditável da parametrização remota efetuada, com a datação do evento.

Artigo 27.º

Procedimento de verificação e acerto do relógio do equipamento de medição

1 – A sincronização horária é uma intervenção da responsabilidade do operador de rede que garante o sincronismo do relógio do equipamento de medição com a hora legal, e que deve ser feita:

- a) No momento de recolha local da leitura;
- b) No decorrer de intervenções no equipamento de medição;
- c) No decorrer de qualquer comunicação remota com o equipamento de medição.

2 – Considera-se existir um desvio do relógio quando a hora do relógio do equipamento de medição apresenta um desfasamento face à hora legal.

3 – A deteção de um desvio do relógio motiva a sua correção imediata pelo operador de rede, que deve registar, de forma auditável, a informação relevante relativa a cada correção efetuada.

4 – A informação referida no número anterior é utilizada para a determinação da existência de anomalia e, se aplicável, das variáveis necessárias para a sua correção, nos termos do Capítulo IV.

5 – As operações de verificação do desvio dos relógios dos equipamentos de medição pelos operadores de rede não estão sujeitas à obrigação de aviso prévio aos titulares das instalações.

Artigo 28.º

Adequação do equipamento de medição

1 – A adequação e a parametrização do equipamento de medição no ponto de ligação à rede de IC com UPAC integrada não sujeita a controlo prévio, e sem contrato de venda do excedente, obedece ao procedimento a aprovar pela ERSE, aplicável nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

2 – Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira devem enviar à ERSE propostas fundamentadas de procedimento a adotar, no prazo máximo de 60 dias após a entrada em vigor do presente Guia.

3 – O disposto no número anterior não assume carácter obrigatório para os operadores de RDF das regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 29.º

Intervenções nos equipamentos de medição

Os operadores das redes devem registar, de forma auditável e transparente, todas as intervenções, locais ou remotas, realizadas em cada equipamento de medição e ao nível dos sistemas centrais, nomeadamente de parametrização, tratamento tarifário, atualização, verificação ou outras suscetíveis de interferir nas funções de medição, faturação ou de controlo da potência.

SECÇÃO V

Controlo da potência contratada

Artigo 30.º

Dispositivos controladores de potência

1 – Salvo nos casos previstos na legislação ou na regulamentação, nas instalações de clientes em BTN há lugar ao controlo da potência, para efeitos de limitação da potência tomada ao valor contratado.

2 – O controlo da potência é efetuado através de dispositivos controladores de potência, instalados pelo respetivo operador de rede a jusante do equipamento de medição, ou pelos próprios equipamentos de medição, observando o disposto nos artigos seguintes.

3 – O impedimento da instalação de dispositivos controladores de potência pode determinar a interrupção do fornecimento de energia elétrica por facto imputável ao cliente.

4 – A tipologia dos dispositivos controladores de potência e a correspondência com a potência contratada obedecem ao disposto no ponto I do anexo I.

Artigo 31.º

Controlo da potência contratada realizado pelo equipamento de medição

1 – Sempre que a substituição de um contador convencional por um contador inteligente seja feita na presença do cliente, o dispositivo controlador de potência deve ser removido ou regulado para a potência máxima, considerando o mínimo entre a potência máxima do dispositivo e a potência certificada da instalação.

2 – No caso da substituição do contador convencional sem a presença do cliente, impossibilitando a intervenção no dispositivo controlador de potência, na primeira solicitação de alteração da potência contratada que não possa ser efetuada remotamente, o operador de rede deve remover o dispositivo controlador de potência ou regulá-lo para a potência máxima no momento da visita combinada subsequente.

3 – A remoção do dispositivo controlador de potência pelo operador de rede só pode ter lugar na observância da regulamentação técnica e de segurança estabelecida pelas entidades competentes, designadamente o Édito n.º 235/2020, de 29 de outubro.

4 – Nos casos em que decorra da regulamentação técnica e de segurança a necessidade de manutenção do dispositivo controlador de potência na instalação do cliente, o operador de rede é responsável por garantir a sua operacionalidade.

5 – Admite-se a parametrização pelo operador de rede de uma banda de tolerância aplicável à atuação do interruptor de controlo de potência integrado no contador inteligente, designadamente para efeitos de reprodução da curva de disparo dos disjuntores de controlo de potência magnetotérmicos.

Artigo 32.º

Controlo da potência contratada em instalações trifásicas

1 – Salvaguardada a segurança de pessoas e bens, designadamente nos termos do Édito n.º 235/2020, de 29 de outubro, o controlo da potência contratada pelo contador inteligente em instalações trifásicas, para potências contratadas iguais ou inferiores a 6,9 kVA, faz-se com base na soma da corrente instantânea das três fases.

2 – Nas condições do número anterior, não há lugar à aplicação da margem adicional de corrente por fase prevista no RRC.

SECÇÃO VI

Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento ou da tensão de ligação

SUBSECÇÃO I

Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento

Artigo 33.º

Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento

1 – Salvaguardadas as situações já existentes, a medição de energia elétrica é efetuada à tensão de fornecimento, exceto em casos devidamente justificados.

2 – Sempre que a medição de energia elétrica não seja efetuada à tensão de fornecimento, as quantidades medidas são referidas à tensão de fornecimento, tendo em conta as perdas no ferro e no cobre dos transformadores, como estabelecidas nos correspondentes boletins de ensaios.

3 – As cópias dos boletins de ensaios devem ser facultadas ao respetivo operador de rede antes da primeira ligação da instalação do cliente ou antes da ligação da instalação do cliente que tenha sido objeto de alterações.

4 – Para efeitos do disposto no n.º 2 -, as perdas no cobre dos transformadores de potência são calculadas de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{Cu} = P_{Cu\ nominal} \times \left(\frac{S_{medida}}{S_{nominal}} \right)^2 \times K_{P_{Cu}}$$

em que:

P_{Cu} – Potência média de perdas no cobre, em cada período quarto-horário [W]

$P_{Cu\ nominal}$ – Potência de perdas do ensaio de curto-circuito do transformador, constante do respetivo boletim de ensaios [W]

S_{medida} – Potência aparente quarto-horária medida pelo equipamento de medição [VA]

$S_{nominal}$ – Potência aparente nominal do transformador [VA]

$K_{P_{Cu}}$ – Parâmetro a publicar pela ERSE relativo a outros fatores com impacte na determinação da potência média de perdas no cobre

5 – Para efeitos do número anterior, S_{medida} é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$S_{medida} = \sqrt{(|P_{req}| + |P_{inj}|)^2 + (|Q_{ind}| + |Q_{cap}|)^2}$$

em que:

P_{req} – Potência ativa requisitada à rede de MT

P_{inj} – Potência ativa injetada na rede de MT

Q_{ind} – Potência reativa indutiva

Q_{cap} – Potência reativa capacitiva

6 – Para efeitos do n.º 4 -, o operador da RND e os operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira devem apresentar propostas fundamentadas à ERSE, no prazo de 12 meses após a entrada em vigor do presente Guia, relativas ao parâmetro $K_{P_{Cu}}$

7 – Enquanto, nos termos dos números anteriores, não for publicado o parâmetro $K_{P_{Cu}}$, os operadores de rede devem considerar $K_{P_{Cu}} = 1$.

8 – Em caso de justificada impossibilidade de obtenção do boletim de ensaios, as quantidades medidas à tensão de fornecimento devem ser referidas nos termos acordados entre o operador de rede e o cliente ou o seu comercializador.

9 – Em caso de justificada impossibilidade de obtenção do boletim de ensaios e, cumulativamente, na ausência do acordo referido no número anterior, consideram-se as perdas no ferro dos transformadores de potência e as perdas no cobre dos respetivos enrolamentos, de acordo com o disposto nos artigos seguintes.

10 – O disposto na presente subsecção aplica-se a todos os pontos de medição para os quais a medição tenha lugar a tensão diferente da tensão de fornecimento, incluindo os pontos internos à rede de serviço público, 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.

11 – A aplicação das perdas de transformação aos valores de energia medidos, prevista no presente artigo, é realizada com precedência face ao restante tratamento dos dados, nomeadamente o cálculo do saldo quarto-horário estabelecido no n.º 7 – do Artigo 38.º

Artigo 34.º

Perdas no ferro dos transformadores de potência

1 – Reunidas as condições previstas no n.º 9 – do Artigo 33.º, o operador de rede deve considerar as perdas no ferro dos transformadores de potência nos termos do ponto V do anexo I.

2 – No caso de se tratar de transformador com potência nominal diferente das previstas no ponto V do anexo I, as perdas no ferro são calculadas por interpolação linear das perdas no ferro dos transformadores com potências nominais imediatamente abaixo e acima da potência nominal do transformador em causa.

3 – Para instalações que disponham de vários transformadores de potência, as perdas no ferro resultam da soma das perdas no ferro de cada transformador.

Artigo 35.º

Perdas no cobre dos enrolamentos dos transformadores de potência

1 – O coeficiente de perdas no cobre dos enrolamentos dos transformadores de potência é definido em função do nível de tensão do enrolamento primário, da potência nominal do transformador e do fator de carga.

2 – Os operadores de rede devem determinar, diariamente, os fatores de carga a considerar para cada transformador de potência, com base na potência média tomada em cada período quarto-horário.

3 – Reunidas as condições previstas no n.º 9 – do Artigo 33.º, os operadores de rede devem considerar, para cada transformador de potência e para cada período quarto-horário, os coeficientes de perdas estabelecidos no ponto VI do anexo I.

4 – No caso de se tratar de transformador com potência nominal diferente das previstas no ponto VI do anexo I, o coeficiente de perdas no cobre é calculado por interpolação linear dos coeficientes de perdas dos transformadores com potências nominais imediatamente abaixo e acima da potência nominal do transformador em causa.

5 – Para instalações que disponham de vários transformadores de potência, o coeficiente de perdas no cobre resulta da soma dos coeficientes de perdas no cobre de cada transformador.

Artigo 36.º

Cálculo das grandezas elétricas

1 – O cálculo da potência ativa e das energias ativa e reativa, referidas à tensão de fornecimento, obedece ao disposto no presente artigo.

2 – A potência ativa é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$P_a = P'_a \times \left(1 + \frac{P_{Cu}}{100}\right) + P_{apf}$$

em que:

P_a – Potência ativa

P'_a – Potência ativa medida

P_{apf} – Potência de perdas no ferro

P_{Cu} – Coeficiente de perdas no cobre

3 – A energia ativa é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$E_a = E'_a \times \left(1 + \frac{P_{Cu}}{100}\right) + E_{apf}$$

em que:

E_a – Energia ativa

E'_a – Energia ativa medida

E_{apf} – Energia correspondente às perdas no ferro, calculada, em cada período de integração quarto-horário, pelo produto entre a potência de perdas no ferro e a duração do período de integração

P_{Cu} – Coeficiente de perdas no cobre

4 – Considera-se que a energia reativa consumida pelos transformadores de potência corresponde a 5 % da energia ativa transitada no período em causa.

5 – A energia reativa indutiva, consumida da rede, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$Er_i = E'_i + Ei_p$$

em que:

Er_i – Energia reativa indutiva

E'_i – Energia reativa indutiva medida

Ei_p – Perdas calculadas para a energia reativa indutiva, nos termos do n.º 7.

6 – A energia reativa capacitiva, fornecida à rede, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$Er_c = E'_c + Ec_p$$

em que:

Er_c – Energia reativa capacitiva

E'_c – Energia reativa capacitiva medida

Ec_p – Perdas calculadas para a energia reativa capacitiva, nos termos do n.º 7.

7 – As perdas de energia reativa são calculadas da seguinte forma:

Se $E'_c \leq 0,05 \times E'_a$

$$Ei_p = 0,05 \times E'_a - E'_c$$

$$Ec_p = -E'_c$$

Se $E'_c > 0,05 \times E'_a$

$$Ei_p = 0$$

$$Ec_p = -0,05 \times E'_a$$

8 – Para efeitos dos cálculos estabelecidos nos números anteriores, os valores são arredondados à terceira casa decimal.

SUBSECÇÃO II

Medição a tensão diferente da tensão de ligação

Artigo 37.º

Medição a tensão diferente da tensão de ligação

Nas instalações de produção ou de armazenamento cujo equipamento de medição se encontre instalado em nível de tensão diferente da tensão de ligação à rede, as quantidades medidas relativas à injeção na rede são referidas à tensão de ligação, subtraindo o valor das perdas dos transformadores ao valor medido pelo equipamento de medição, e esta operação precede os restante tratamento de dados, nomeadamente o cálculo do saldo quarto-horário estabelecido no n.º 7 – do Artigo 38.º

SECÇÃO VI

Grandezas a medir ou a determinar

SUBSECÇÃO I

Princípios gerais

Artigo 38.º

Princípios gerais

1 – Os dados disponibilizados pelos operadores de rede são utilizados, designadamente, para efeitos de faturação, de participação em mercado e de cumprimento de obrigações legais ou regulamentares.

2 – Os dados referidos no número anterior são obtidos diretamente dos equipamentos de medição ou determinados a partir dessa medição.

3 – As variáveis para faturação dos encargos de acesso à rede são definidas no RT.

4 – As grandezas a medir ou a determinar são as seguintes:

a) Grandezas a medir:

- i) Energia ativa importada e exportada;
- ii) Energia reativa nos quatro quadrantes;
- iii) Potência tomada;

iv) Valor eficaz médio da tensão, quando aplicável, designadamente para efeitos de prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade.

b) Grandezas a determinar:

- i) Potência ativa média em horas de ponta, exceto na BTN;
- ii) As grandezas referidas na alínea a), sob forma de estimativa, quando ocorram anomalias.

5 – A energia ativa e a energia reativa são medidas ou determinadas com desagregação quarto-horária e por período horário.

6 – Para efeitos do disposto na subalínea iv) da alínea a) do n.º 4 -, no prazo máximo de nove meses após a entrada em vigor do presente Guia, o operador da RND apresenta uma proposta de projeto-piloto à ERSE, para aprovação, no âmbito do controlo de tensão.

7 – No caso de parametrização do equipamento de medição para registo bidirecional, nos termos do n.º 3 – do Artigo 20.º, a energia ativa e a energia reativa são medidas ou determinadas bidirecionalmente e objeto de saldo quarto-horário.

SUBSECÇÃO II

Autoconsumo

Artigo 39.º

Grandezas a medir ou a determinar para cada IC em autoconsumo

1 – O operador de rede deve apurar as seguintes grandezas, com detalhe quarto-horário e relativas a cada IC participante em autoconsumo, medidas diretamente nos equipamentos de medição ou determinadas a partir dessa medição:

a) Consumo medido na IC – o diagrama de carga do consumo medido no ponto de entrega à IC, para a potência ativa e a potência reativa, não incluindo a potência reativa para as IC em BTN, calculado como o saldo quarto-horário, quando seja positivo, entre a potência consumida da rede e a potência injetada na rede;

b) Injeção na rede medida na IC – o diagrama de carga da energia injetada na rede medida no ponto de entrega à IC, para a potência ativa e a potência reativa, não incluindo a potência reativa para as IC em BTN, calculado como o saldo quarto-horário, quando seja positivo, entre a potência injetada na rede e a potência consumida da rede;

c) Excedente de energia na IC – o diagrama de carga do excedente determinado no ponto de entrega à IC, calculado como:

i) Nas IC com armazenamento ou UPAC integrados e não associadas a uma IPr ou a uma IA – a injeção na rede medida na IC;

ii) Nas IC associadas a uma IPr ou a uma IA – o saldo quarto-horário, quando positivo, entre a energia imputada à IC e o consumo medido na IC.

d) Produção total da UPAC integrada numa IC – o diagrama de carga da produção total da UPAC integrada numa IC, nos casos em que a potência instalada da UPAC seja superior ao limiar estabelecido na legislação aplicável;

e) Energia imputada à IC – o diagrama de carga da potência ativa da energia partilhada com a IC, obtido por aplicação dos coeficientes de partilha à «Energia para partilha», definida no Artigo 40.º;

f) Consumo fornecido à IC pelo comercializador – o diagrama de carga de potência ativa e reativa do consumo imputável ao contrato de fornecimento celebrado entre o comercializador e o titular da IC, não incluindo a potência reativa para as IC em BTN, correspondente ao «Consumo medido na IC», quando a IC não esteja associada a IPr ou IA, ou ao saldo quarto-horário, quando positivo, entre a potência ativa do «Consumo medido na IC» e da «Energia imputada à IC», quando a IC esteja associada a IPr ou IA;

g) Autoconsumo através de rede interna – o diagrama de carga de potência ativa do autoconsumo da IC através da rede interna, correspondendo à parcela do consumo da IC proveniente da «Energia imputada à IC» que utilize exclusivamente rede interna;

h) Autoconsumo através da RESP – o diagrama de carga da potência ativa do autoconsumo da IC através da RESP, correspondendo à parcela do consumo da IC proveniente da «Energia imputada à IC» que utilize a RESP;

i) Energia partilhada pela IC – o diagrama de carga da potência ativa injetada na rede pela IC, nos casos em que a IC com armazenamento ou UPAC integrada está associada em autoconsumo coletivo, se aplicável;

j) Excedente total imputado à IC com UPAC integrada – o diagrama de carga da potência ativa correspondente à imputação à IC do excedente total do autoconsumo, nos termos do RAC, para efeitos de participação em mercado.

2 – O apuramento das grandezas referidas nas alíneas c) e i) do número anterior ocorre em alternativa, dependendo do modelo de participação da IC no autoconsumo.

3 – O operador de rede apura a «Potência tomada», determinada como o valor máximo mensal da potência ativa média num período quarto-horário do diagrama de carga do «Consumo medido na IC».

Artigo 40.º

Grandezas a medir ou a determinar para cada IPr e para cada IA

1 – O operador de rede deve apurar as seguintes grandezas, com detalhe quarto-horário e relativas a cada IPr, medidas diretamente nos equipamentos de medição ou determinadas a partir dessa medição:

a) Injeção na rede medida na IPr – o diagrama de carga da energia injetada na rede pela IPr, calculado como o saldo quarto-horário, se positivo, entre a potência injetada na rede e a potência consumida da rede, quer para a potência ativa, quer para a potência reativa;

b) Consumo medido na IPr – o diagrama de carga do consumo da IPr, calculado como o saldo quarto-horário, se positivo, entre a potência consumida a partir da rede e a potência injetada na rede, quer para a potência ativa, quer para a potência reativa;

c) Consumo na IPr fornecido pelo comercializador – o diagrama de carga do consumo de energia na IPr imputável ao contrato de fornecimento da IPr, calculado como o saldo quarto-horário, se positivo, entre a potência ativa do «Consumo medido na IPr» e da «Energia imputada à IPr», e a potência reativa do consumo medido na IPr no mesmo período, não incluindo a potência reativa para as IPr em BTN;

d) Energia imputada à IPr através de rede interna – o diagrama de carga da potência ativa da energia partilhada com a IPr através de rede interna, correspondendo à parcela do «Consumo medido na IPr» proveniente da «Energia imputada à IPr» que utilize exclusivamente rede interna;

e) Energia imputada à IPr através da RESP – o diagrama de carga da potência ativa da energia partilhada com a IPr através da RESP, correspondendo à parcela do «Consumo medido na IPr» proveniente da «Energia imputada à IPr» que utilize a RESP;

f) Excedente de energia na IPr – o diagrama de carga do excedente determinado no ponto de entrega à IPr, calculado como o saldo quarto-horário, quando seja positivo, entre a «Energia imputada à IPr» e o «Consumo medido na IPr», nos casos de partilha dinâmica;

g) Excedente total imputado à IPr – o diagrama de carga da potência ativa correspondente à imputação à IPr do excedente total do autoconsumo, nos termos do RAC, para efeitos de participação em mercado.

2 – O operador de rede deve apurar as seguintes grandezas, com detalhe quarto-horário e relativas a cada IA, medidas diretamente nos equipamentos de medição ou determinadas a partir dessa medição:

a) Extração da IA – o diagrama de carga da extração de energia da IA, calculado como o saldo quarto-horário, se positivo, entre a potência extraída da IA e a potência injetada na IA, quer para a potência ativa, quer para a potência reativa;

b) Injeção na IA – o diagrama de carga da injeção de energia na IA, calculado como o saldo quarto-horário, se positivo, entre a potência injetada na IA e a potência extraída da IA, quer para a potência ativa, quer para a potência reativa;

c) Injeção na IA fornecida pelo comercializador – o diagrama de carga da injeção de energia na IA imputável ao contrato de fornecimento da IA, calculado como o saldo quarto-horário, se positivo, entre a potência ativa da «Injeção na IA» e da «Energia imputada à IA», e a potência reativa da injeção na IA no mesmo período, não incluindo a potência reativa para as IA em BTN;

d) Energia imputada à IA através de rede interna – o diagrama de carga da potência ativa da energia partilhada com a IA através de rede interna, correspondendo à parcela da «Injeção na IA» proveniente da «Energia imputada à IA» que utilize exclusivamente rede interna;

e) Energia imputada à IA através da RESP – o diagrama de carga da potência ativa da energia partilhada com a IA através da RESP, correspondendo à parcela da «Injeção na IA» proveniente da «Energia imputada à IA» que utilize a RESP;

f) Excedente de energia na IA – o diagrama de carga do excedente determinado no ponto de entrega à IA, calculado como o saldo quarto-horário, quando positivo, entre a «Energia imputada à IA» e a «Injeção na IA»;

g) Excedente total imputado à IA – o diagrama de carga da potência ativa correspondente à imputação à IA do excedente total do autoconsumo, nos termos do RAC, para efeitos de participação em mercado.

3 – O operador de rede deve apurar, para cada IPr e cada IA, a «Potência tomada», determinada como o valor máximo mensal da potência ativa média num período quarto-horário do diagrama de carga do «Consumo medido na IPr» ou da «Injeção na IA», conforme o caso.

4 – O operador de rede deve apurar a «Energia para partilha», que agrega toda a energia partilhada num autoconsumo, com detalhe quarto-horário, e que corresponde ao diagrama de carga da potência ativa obtido pela soma da «Injeção na rede» das IPr ou IC e da «Extração da IA».

Artigo 41.º

Verificação do cumprimento da potência máxima autorizada de injeção na rede

Nas situações em que a potência de injeção na rede, de uma instalação participante em autoconsumo, ultrapasse a potência de ligação estabelecida no correspondente procedimento de controlo prévio, o respetivo operador de rede deve notificar o titular da instalação para efeitos de regularização da situação e, simultaneamente, informar as entidades competentes em matéria de licenciamento e de fiscalização.

SUBSECÇÃO III

Mobilidade elétrica

Artigo 42.º

Mobilidade elétrica

1 – O consumo afeto à mobilidade elétrica, relativo aos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, deve ser individualizado face ao consumo do setor elétrico da instalação.

2 – O consumo do setor elétrico da instalação é obtido, em cada período quarto-horário, através da diferença entre o diagrama de carga de energia ativa registado no equipamento de medição instalado no ponto de medição estabelecido na alínea d) do n.º 1 – do Artigo 7.º e o diagrama de carga de energia ativa registado no ponto de medição estabelecido na alínea e) do n.º 1 – do Artigo 7.º, respeitando as seguintes regras:

a) Caso a diferença entre o consumo total da instalação e o consumo afeto à mobilidade elétrica seja negativa, o consumo do setor elétrico da instalação, nesse período quarto-horário, deve ser considerado zero;

b) Caso, nos termos do Artigo 108.º, a EGME não comunique atempadamente ao operador de rede os dados de consumo registados no equipamento de medição instalado no ponto de medição estabelecido na alínea e) do n.º 1 – do Artigo 7.º, o consumo afeto à mobilidade elétrica deve ser considerado zero, fazendo coincidir o consumo do setor elétrico da instalação com o consumo total.

3 – Para efeitos de faturação dos encargos de acesso à rede de serviço público relativos ao consumo do setor elétrico da instalação:

a) A potência contratada corresponde à máxima potência tomada do diagrama de carga de energia ativa do consumo do setor elétrico, determinado nos termos do número anterior, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o intervalo de tempo a que a fatura respeita;

b) Para instalações em BTN que alimentem pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, o escalão de potência contratada a considerar corresponde ao escalão igual ou imediatamente superior à máxima potência tomada do diagrama de carga de energia ativa do consumo do setor elétrico, determinado nos termos do número anterior, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o intervalo de tempo a que a fatura respeita, com o limite da potência contratada com o respetivo comercializador;

c) A energia reativa corresponde à medida no ponto de medição estabelecido na alínea d) do n.º 1 – do Artigo 7.º;

d) Para efeitos de faturação da energia reativa referida da alínea anterior, os escalões de energia reativa devem ser determinados com base na energia ativa total medida no ponto de medição estabelecido na alínea d) do n.º 1 – do Artigo 7.º

4 – A consideração simultânea dos regimes de mobilidade elétrica e de autoconsumo, numa mesma instalação, respeita o disposto no RAC.

5 – Salvaguardado o disposto no número anterior, e salvo regra em contrário aprovada, nomeadamente, em projetos-piloto, o apuramento das respetivas quantidades tem lugar nos seguintes termos:

a) A produção em regime de autoconsumo existente na instalação que alimenta pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica é considerada exclusivamente na satisfação do consumo do setor elétrico da instalação;

b) Valores negativos de consumo do setor elétrico da instalação, apurado nos termos do n.º 2 -, são considerados como injeção na rede, seja para efeitos de excedentes de autoconsumo da instalação, seja para efeitos de partilha em autoconsumo;

c) Caso a instalação participe em autoconsumo coletivo, as regras de partilha aplicáveis devem considerar o valor de consumo do setor elétrico da instalação, nos termos das alíneas anteriores.

CAPÍTULO III

Leitura

Artigo 43.º

Princípios gerais aplicáveis à leitura dos equipamentos de medição

1 – Os dados de energia elétrica recolhidos dos equipamentos de medição prevalecem sobre quaisquer outros.

2 – A leitura dos equipamentos de medição é feita de forma remota e com periodicidade diária.

3 – O disposto no número anterior não se aplica nos casos em que a legislação ou a regulamentação disponham de forma distinta.

4 – Salvo acordo em contrário, os custos com as infraestruturas de telecomunicações necessárias à telecontagem das instalações dos utilizadores de rede constituem encargo do responsável pelo equipamento de medição, nos termos do Artigo 8.º

5 – Para efeitos de acesso remoto aos equipamentos de medição pelos operadores de rede, deve privilegiar-se o acesso individualizado a cada equipamento de medição e, quando tal não for possível, deve ser garantida a existência de, pelo menos, um concentrador de dados que:

a) Recolha as informações dos equipamentos de medição, proceda à sua datação e assegure a sua permanência em memória não volátil, do tipo circular, guardando, pelo menos, os valores acumulados dos últimos seis períodos de faturação e 70 dias de diagramas de carga;

b) Tenha capacidade de deteção e memorização de alarmes de funcionamento anormal.

6 – Para efeitos do disposto no número anterior, a transmissão da informação entre os equipamentos de medição e o concentrador de dados deve ser suportada em meios de transmissão estáveis e fiáveis.

7 – Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o operador de rede deve, nos termos do Artigo 45.º, proceder à leitura local dos equipamentos de medição, designadamente nas situações em que, por anomalia de leitura, não seja possível a recolha remota.

Artigo 44.º

Responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição

1 – O operador de rede é responsável pela leitura dos equipamentos de medição instalados nos pontos de medição das instalações dos utilizadores ligadas à sua rede.

2 – O operador de rede é responsável pela leitura dos equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação das redes fora do território nacional à sua rede.

3 – O operador da rede a montante é responsável pela leitura dos equipamentos de medição instalados nos pontos de transformação internos à rede de serviço público, estabelecidos na alínea c) do n.º 1 – do Artigo 7.º, sem prejuízo de o operador da rede a jusante também aceder ao equipamento de medição.

4 – O operador da rede de serviço público é responsável pela leitura dos equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação das RDF à rede de serviço público, estabelecidos na alínea f) do n.º 1 – do Artigo 7.º, sem prejuízo de o operador da RDF também aceder ao equipamento de medição.

5 – A EGME é responsável pela leitura dos equipamentos de medição instalados nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, estabelecidos na alínea e) do n.º 1 -do Artigo 7.º

6 – Sem prejuízo do estabelecido nos números anteriores:

a) O operador da RNT pode, mediante acordo com o respetivo operador da rede de distribuição, aceder aos equipamentos de medição instalados:

i) Nos pontos de medição, de fronteira e internos, das instalações de produção ou de armazenamento autónomo, ligadas às redes de distribuição;

ii) Nos pontos de medição, de fronteira e internos, das instalações de consumo prestadoras de serviços de sistema, ligadas às redes de distribuição;

iii) Nos pontos de medição das instalações participantes em autoconsumo, que injetem excedentes transacionados em mercado organizado, ligadas às redes de distribuição;

iv) Nos pontos de ligação das redes fora do território nacional às redes de distribuição.

b) O operador da RND pode, mediante acordo com o operador da RNT, aceder aos equipamentos de medição instalados nos pontos de medição, de fronteira e internos, das instalações dos utilizadores das redes, ligadas à RNT.

Artigo 45.º

Leitura local dos equipamentos de medição

1 – Quando não seja possível a leitura remota, os operadores de rede devem realizar a leitura local dos equipamentos de medição, designadamente para assegurar a existência de dados reais para a faturação mensal do acesso às redes, nos termos do RQS.

2 – Quando for necessária a leitura local dos equipamentos de medição, o operador de rede deve efetuar as diligências estabelecidas no RRC.

3 – O operador de rede deve informar os titulares das instalações sobre os meios técnicos disponíveis e os procedimentos de acesso local aos dados dos equipamentos de medição, designadamente através da porta de comunicação normalizada, quando esta exista, no prazo máximo de 15 dias úteis após a respetiva instalação, e deve publicar essa informação.

Artigo 46.º

Impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao titular da instalação

1 – Nos casos em que não seja possível manter o sistema de telecontagem funcional, por responsabilidade comprovada do titular da instalação, o operador de rede deve notificar o titular da instalação, dando conhecimento ao respetivo comercializador e, se for o caso, ao respetivo agregador, para que, no prazo máximo de 10 dias contados da receção da comunicação, reponha o normal funcionamento desse sistema.

2 – Se, uma vez decorrido o prazo estabelecido no número anterior, o normal funcionamento do sistema de telecontagem não tiver sido repostado, o operador de rede pode desligar a instalação, observando o procedimento aplicável a interrupções por facto imputável ao cliente.

Artigo 47.º

Tecnologias de comunicações nas redes inteligentes

1 – Os operadores das redes de distribuição em BT enviam à ERSE, no prazo máximo de, respetivamente, 12 meses, no caso de Portugal continental, e de 36 meses, no caso das regiões autónomas, após entrada em vigor do Guia, uma análise de viabilidade técnica e económica do recurso a tecnologias de comunicações recentes, complementares ou substitutas das atuais, visando a melhoria do desempenho no acesso remoto às instalações dos utilizadores de rede e no acesso, por parte destes, aos seus dados de consumo.

2 – A melhoria do desempenho referida no número anterior pode dirigir-se a determinados segmentos de utilizadores da rede, em função da respetiva utilidade e impacto na melhoria do serviço.

3 – O disposto no n.º 1 – não assume carácter obrigatório para os operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, nem para os operadores de RDF.

CAPÍTULO IV

Anomalias

Artigo 48.º

Tipificação de anomalias

1 – Consideram-se anomalias, designadamente, as seguintes:

- a) Anomalias de leitura;
- b) Anomalias de medição.

2 – As anomalias de leitura são, designadamente, as seguintes:

a) No caso de instalações com leitura remota diária, a inexistência de valores relativos a um ou mais períodos quarto-horários do diagrama de carga ou de valores acumulados, no dia seguinte ao do consumo/injeção;

b) No caso de recolha local, os erros resultantes de digitação de leitura.

3 – Por anomalias de medição entendem-se, designadamente, as resultantes da consideração de valores incorretos com as seguintes origens:

a) Mau funcionamento ou qualquer desregulação intrínseca ao equipamento de medição, incluindo desvios horários do relógio superiores a 10 minutos em relação à hora legal;

b) Defeito de funcionamento dos transformadores de medida ou não conformidade das respetivas relações de transformação;

c) Erro de ligação dos equipamentos de medição;

d) Erro de parametrização no equipamento de medição;

e) Erro de parametrização nos sistemas de informação relacionados com a medição;

f) Períodos de integração do equipamento de medição ou do concentrador de dados apresentando, pelo menos, uma das seguintes indicações:

i) Valor afetado por "overflow", correspondente a um valor que ultrapassou o limite máximo parametrizado para o respetivo campo de informação;

ii) Valor provavelmente inválido, correspondente a um valor acompanhado de um alerta de anomalia registado no equipamento de medição ou identificado automaticamente pelas regras de validação de dados.

g) Equipamento de medição não refletindo os dados efetivamente registados na instalação, por exemplo, com recurso a equipamentos de medição provisórios.

Artigo 49.º

Eliminação das anomalias

1 – Uma vez detetadas, as anomalias devem ser eliminadas no prazo mais curto possível.

2 – Sem prejuízo da possibilidade de acordo distinto entre as partes, a eliminação das anomalias cabe à entidade responsável pelo equipamento de medição, nos termos do Artigo 8.º

3 – Sempre que detetar uma anomalia de natureza permanente num equipamento de medição pelo qual não seja responsável, o operador de rede deve informar o titular da instalação, diretamente ou através do respetivo comercializador ou agregador, identificando a entidade responsável pela eliminação da anomalia.

Artigo 50.º

Correção de valores resultantes de anomalias

1 – A correção de valores resultantes de anomalias cabe ao operador de rede responsável pela leitura do equipamento de medição.

2 – O prazo para a correção de valores resultantes de anomalias deve cumprir o padrão para o indicador geral previsto no RQS.

3 – Nos casos em que não seja cumprido o disposto no número anterior, por responsabilidade comprovada dos titulares das instalações, aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto no Artigo 46.º

4 – Os procedimentos para correção de valores resultantes de anomalias são os seguintes:

a) Definição de um fator multiplicativo, sempre que seja possível determinar o fator de erro que afetou os valores ao longo do período em que a anomalia se manteve;

b) Aplicação de estimativa.

5 – Adicionalmente, sem prejuízo do disposto no número anterior, e sempre que o operador de rede entenda necessário, a correção de valores resultantes de anomalias pode considerar os valores medidos nos primeiros três meses após a eliminação da anomalia, em particular quando não exista histórico fiável para a instalação em causa.

6 – Após a correção de valores resultantes de anomalias de medição, o operador de rede deve informar o utilizador da rede, diretamente ou através do respetivo comercializador ou agregador, da natureza concreta da anomalia, do procedimento de correção utilizado e da eventual substituição do equipamento de medição.

7 – No decurso do período de objeção, assiste ao utilizador da rede o direito de contestação dos valores apurados pelo operador.

8 – O operador de rede deve arquivar e registar de forma auditável a informação relativa à correção de valores resultantes de anomalias.

Artigo 51.º

Correção de valores resultantes de anomalias em dados definitivos

1 – Os dados definitivos das carteiras de comercialização ou de agregação não são objeto de correção motivada por anomalias, salvo decisão contrária da ERSE, baseada em pedido fundamentado apresentado, respetivamente, pelo operador da RND ou pelo operador da RNT.

2 – Para efeitos do disposto no número anterior, o valor da correção deve cumprir, pelo menos, um dos seguintes critérios:

a) Ser superior a 1 % dos valores agregados mensais do comercializador ou do agregador e a 1 GWh mensal;

b) Ser superior a 10 % dos valores agregados mensais do comercializador ou do agregador.

3 – Adicionalmente, para efeitos do disposto no n.º 1 -:

a) Deve ser observado o período de objeção;

b) O operador da RND e o operador da RNT devem informar a ERSE sobre os motivos e impactes das anomalias em causa, e propor medidas corretivas adequadas às situações concretas.

CAPÍTULO V

Apropriação indevida de energia

Artigo 52.º

Determinação da energia e da potência na ausência de registos de medição

1 – Quando não existem evidências claras, nem registos fiáveis nos equipamentos de medição, a energia elétrica consumida associada à AIE, em kWh, é dada pelo consumo médio anual, adicionado do respetivo desvio padrão.

2 – Quando não existem evidências claras, nem registos fiáveis nos equipamentos de medição, a energia elétrica injetada na rede associada à AIE, em kWh, é dada pela estimativa da produção média mensal, por classe de instalações de produção.

3 – O consumo médio anual e o desvio padrão são aprovados anualmente pela ERSE, na sequência de proposta dos operadores de rede.

4 – Quando o dispositivo controlador de potência tenha sido adulterado, o valor da potência utilizada associada à AIE deve considerar a potência máxima permitida pela ligação da instalação à rede de distribuição ou à instalação coletiva considerando, designadamente e conforme os casos, os fusíveis da portinhola, a caixa de coluna, o armário de distribuição, a saída do posto de transformação ou a secção dos cabos.

5 – Nas instalações sem dispositivos controladores de potência, o valor da potência utilizada associada à AIE deve considerar:

a) A potência disponível na instalação, se aplicável;

b) A potência máxima permitida pela ligação da instalação à rede de distribuição ou à instalação coletiva considerando designadamente e conforme os casos, os fusíveis da portinhola, a caixa de coluna, o armário de distribuição, a saída do posto de transformação, ou a secção dos cabos.

Artigo 53.º

Determinação da compensação devida pelo operador nas situações em que não exista contrato de fornecimento

1 – Para efeitos da aplicação do n.º 2 do artigo 14.º do RAIE, na redação atual, relativo à compensação devida pelo operador perante interrupções de fornecimento cujo pedido de reapreciação tenha sido deferido, e em particular nas situações em que não exista contrato de fornecimento, a energia consumida, em kWh, e a potência utilizada, serão determinadas através dos registos dos equipamentos de medição, se existentes, ou estimados nos termos do disposto no Artigo 59.º ou no Artigo 60.º, dependendo das características de ligação da instalação em causa.

2 – Nos casos em que seja devida compensação nos termos do n.º 2 do artigo 14.º do RAIE, o valor da compensação devida pelo operador da rede, nas situações de inexistência de contrato de fornecimento, corresponde, pelo primeiro dia de interrupção, ao valor do consumo médio diário e da potência, determinados nos termos do número anterior, multiplicado por 30 dias, e, para os restantes dias, ao valor do consumo médio diário.

3 – Às quantidades apuradas, nos termos números anteriores, são aplicáveis as tarifas transitórias de venda a clientes finais ou as tarifas aplicadas pelo comercializador de último recurso no âmbito do fornecimento supletivo, consoante o nível de tensão ou tipo de fornecimento em causa, ou as tarifas de venda a clientes finais no caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 54.º

Obrigações de registo e arquivo

O operador da rede à qual a instalação em AIE esteja ligada deve garantir o arquivo e o registo auditável de todos os elementos de informação, ações de inspeção, autos ou relatórios técnicos e demais documentação associada à verificação e efetiva identificação de AIE, pelo prazo não inferior a 3 anos.

CAPÍTULO VI

Tratamento de dados

SECÇÃO I

Estimativas de valores de consumo e de injeção

SUBSECÇÃO I

Princípios gerais

Artigo 55.º

Princípios gerais

1 – Salvaguardadas as exceções previstas na regulamentação, a realização de estimativas cabe aos operadores de rede.

2 – A realização de estimativas só é devida em caso de anomalia.

3 – Os comercializadores não podem realizar estimativas para faturação aos seus 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.

4 – As estimativas de valores de consumo e de injeção, aplicam-se a:

- a) Valores acumulados;
- b) Valores quarto-horários.

5 – As estimativas de valores de consumo e de injeção são realizadas antes do cálculo do saldo quarto-horário estabelecido no n.º 7 – do Artigo 38.º

6 – O resultado do cálculo das estimativas de valores de consumo e de injeção é expresso em kWh e, em particular para valores quarto-horários, arredondado à terceira casa decimal.

7 – Nos períodos em que as instalações dos utilizadores da rede tenham o seu fornecimento interrompido e seja necessário realizar estimativas, o valor da estimativa é zero.

8 – O disposto na presente secção é igualmente aplicável para efeitos de mudança de comercializador, nas situações em que não seja possível a obtenção de uma leitura do equipamento de medição.

9 – Os operadores de rede de distribuição devem avaliar as regras de estimativa estabelecidas nos artigos seguintes, bem como o impacto da sua aplicação, em termos de frequência e de energia, por tipologia de instalação, e por nível de tensão e de fornecimento, e enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano par, um relatório de avaliação.

10 – O disposto no número anterior não assume carácter obrigatório para os operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, nem para os operadores de RDF.

SUBSECÇÃO II

Regras para estimar valores acumulados de consumo na BTN

Artigo 56.º

Métodos de estimativa

As estimativas de valores acumulados de consumo na BTN são realizadas:

- a) No caso de Portugal continental, por aplicação do método de estimativa “Perfil”;
- b) No caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, por aplicação do método de estimativa “Histórico Homólogo Simples”.

Artigo 57.º

Método de estimativa “Perfil”

A estimativa de consumo por aplicação do método “Perfil” é dada pela seguinte expressão:

$$C_{Estimado_p} = \frac{CEL_p}{\sum_{i=i_1}^{i_i} PI_{i,p}} \times \sum_{i=i_i}^{i_f} PI_{i,p}$$

em que:

$C_{Estimado_p}$ – Consumo estimado no período horário p

i_1 – Período quarto-horário correspondente ao início do período horário p , a partir da data da primeira leitura utilizada para o cálculo da estimativa de consumo

i_i – Período quarto-horário correspondente ao início do período horário p , para o qual se pretende estimar o consumo

i_f – Período quarto-horário correspondente ao final do período horário p , para o qual se pretende estimar o consumo

CEL_p – Consumo no período horário p , registado entre as leituras relativas aos períodos i_1 e i_i

$PI_{i,p}$ – Valor do perfil inicial aplicável no período quarto-horário i pertencente ao período horário p

Artigo 58.º

Método de estimativa "Histórico Homólogo Simples"

A estimativa de consumo por aplicação do método "Histórico Homólogo Simples" é dada pela seguinte expressão:

$$C_{Estimado} = C_{md} \times N_d$$

$C_{Estimado}$ – Consumo estimado

C_{md} – Consumo médio diário, apurado nos termos do artigo seguinte

N_d – Número de dias do período que se pretende estimar

Artigo 59.º

Consumo médio diário

1 – Para as instalações com histórico mínimo de leituras de 12 meses, e para as quais não tenha ocorrido alteração do titular do contrato ou alteração da potência contratada nos últimos 12 meses, o consumo médio diário a considerar no método de estimativa "Histórico Homólogo Simples" é calculado com base no respetivo histórico de leituras, nos termos da seguinte expressão:

$$C_{md_p} = \frac{CEL_p}{N_d}$$

em que:

C_{md_p} – Consumo médio diário da instalação no período horário p

CEL_p – Consumo entre leituras no período horário p

N_d – Número de dias entre leituras

2 – Para efeitos do disposto no número anterior, o consumo entre leituras (CEL_p) é determinado para o mínimo intervalo entre leituras que abranja o período do ano anterior homólogo do período a estimar, para o qual existam leituras reais.

3 – Para as instalações sem histórico de leituras, ou para as quais tenha ocorrido alteração do titular do contrato ou alteração da potência contratada nos últimos 12 meses, considera-se o consumo médio diário registado no ano civil anterior para as instalações enquadradas no correspondente escalão de potência contratada, desagregado por período horário quando aplicável, nos termos da seguinte expressão:

$$C_{md} = \left(\frac{W_{BTN_j}}{NC_{BTN_j}} \right) / 365$$

em que:

C_{md} – Consumo médio diário da instalação

W_{BTN_j} – Energia ativa consumida no ano anterior ao de aplicação, pelos clientes finais enquadráveis no escalão de potência contratada j

NC_{BTN_j} – Média aritmética simples do número de clientes finais enquadráveis no escalão de potência contratada j , no início e no final do ano anterior ao de aplicação

4 – Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira publicam, nas suas páginas na internet, até 15 de janeiro de cada ano, os valores de consumo médio diário, por escalão de potência contratada, a considerar em cada ano, desagregados por período horário.

5 – O consumo médio diário é expresso em kWh e arredondado à terceira casa decimal.

SUBSECÇÃO III

Regras para estimar valores quarto-horários de consumo

Artigo 60.º

Regras para estimar valores quarto-horários de consumo

As estimativas de valores quarto-horários de consumo são realizadas de acordo com as seguintes regras:

a) Se a estimativa abranger apenas um período de integração quarto-horário, é considerado o valor da energia elétrica entregue no período de integração quarto-horário anterior;

b) Se a estimativa abranger entre 2 e 12 períodos de integração quarto-horários:

i) Caso o valor acumulado de energia elétrica entregue nesses períodos seja conhecido, a energia elétrica medida no intervalo de tempo é dividida uniformemente pelos períodos de integração quarto-horários a estimar;

ii) Caso o valor acumulado de energia elétrica entregue nesses períodos não seja conhecido, a energia elétrica estimada em cada período de integração quarto-horário corresponde à média dos períodos de integração quarto-horários no estado válido imediatamente anteriores e posteriores a esse período de integração quarto-horário.

c) Se a estimativa abranger mais de 12 períodos de integração quarto-horários e o valor acumulado de energia elétrica entregue nesses períodos for conhecido, a energia elétrica medida em todo o intervalo é dividida pelos períodos de integração quarto-horários a estimar, considerando o diagrama do período equivalente da semana anterior;

d) Se a estimativa abranger mais de 12 períodos de integração quarto-horários e o valor acumulado de energia elétrica entregue nesses períodos não for conhecido:

i) Para instalações em MAT, AT, MT e BTE, a energia elétrica considerada em cada período de integração quarto-horário a estimar corresponde à média dos períodos homólogos das últimas 12 semanas com informação disponível, considerando-se como período homólogo o período com início na mesma hora e dia da semana. Caso não exista período homólogo anterior com valores válidos, a energia elétrica considerada em cada período de integração quarto-horário a estimar corresponde à média dos períodos homólogos das duas semanas seguintes com informação disponível;

ii) Para instalações em BTN integradas em rede inteligente, localizadas em Portugal continental, a energia elétrica considerada no período é calculada de acordo com o método de estimativa "Perfil", nos termos do Artigo 56.º, e distribuída pelos períodos de integração quarto-horários a estimar com base no respetivo perfil de consumo inicial;

iii) Às instalações em BTN integradas em rede inteligente, localizadas nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, aplica-se o disposto na subalínea i) anterior.

SUBSECÇÃO IV**Regras para estimar valores quarto-horários de injeção na rede por instalações de produção****Artigo 61.º****Regras para estimar valores quarto-horários de injeção na rede por instalações de produção**

1 – Com exceção das instalações participantes em autoconsumo, os operadores de rede não realizam estimativas de injeção na rede por instalações de produção para efeitos de faturação, nomeadamente no âmbito da agregação de último recurso, da liquidação dos desvios e da prestação de serviços à rede.

2 – Salvaguardado o disposto no número anterior, as estimativas de injeção na rede são utilizadas na disponibilização de dados provisórios aos agregadores e incorporadas no Diagrama de Geração no âmbito do processo de reconciliação de dados e são realizadas de acordo com as seguintes regras:

a) Caso o valor acumulado de energia elétrica injetada nesses períodos seja conhecido, a estimativa de valores quarto-horários de injeção obedece ao disposto na alínea a), na subalínea i) da alínea b) ou na alínea c), todas do Artigo 60.º, consoante o número de períodos de integração a estimar;

b) Caso o valor acumulado de energia elétrica injetada nesses períodos não seja conhecido, a estimativa de valores quarto-horários de injeção obedece ao seguinte, em função da tecnologia de produção:

i) No caso de instalações de produção de tecnologia eólica, a estimativa de valores quarto-horários de injeção é realizada com base na injeção medida nas instalações de produção de tecnologia eólica existentes no distrito onde está localizada a instalação com dados em falta ou, no caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, na ilha onde está localizada a instalação com dados em falta, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{estimada_{i,p}} = \frac{P_{inst_i} \times \sum_{r=1}^n P_{medida_{inst_dist_r}}}{\sum_{r=1}^n P_{inst_dist_r}}$$

em que:

$P_{estimada_{i,p}}$ – Potência de injeção estimada para a instalação de produção i no período quarto-horário p

P_{inst_i} – Potência instalada da instalação de produção i

$P_{medida_{inst_dist_r}}$ – Potência de injeção medida das instalações de produção de tecnologia eólica com dados recolhidos no período quarto-horário p , localizadas no distrito ou, no caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, na ilha, em que se encontra a instalação de produção i

$P_{inst_dist_r}$ – Potência instalada das instalações de produção de tecnologia eólica com dados recolhidos no período quarto-horário p , localizadas no distrito ou, no caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, na ilha, em que se encontra a instalação de produção i

n – Número total de instalações de produção de tecnologia eólica com dados recolhidos no período quarto-horário p , localizadas no distrito ou, no caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, na ilha, em que se encontra a instalação de produção i

ii) No caso de instalações de produção de tecnologias distintas da eólica, a estimativa de valores desagregados de injeção obedece ao disposto na alínea a), na subalínea ii) da alínea b) ou na subalínea i) da alínea d), todas do Artigo 60.º, consoante o número de períodos de integração quarto-horários a estimar.

3 – Constituem exceção ao disposto no n.º 1 – as situações em que o valor acumulado de energia elétrica injetada seja conhecido, devendo os valores quarto-horários de injeção ser estimados nos termos do número anterior e considerados no processo de faturação.

SUBSECÇÃO V

Regras para estimar valores quarto-horários em instalações de armazenamento

Artigo 62.º

Regras para estimar valores quarto-horários em instalações de armazenamento

1 – À estimativa de valores quarto-horários de consumo por instalações de armazenamento, aplica-se o disposto no Artigo 60.º

2 – Com exceção das instalações participantes em autoconsumo, os operadores de rede não realizam estimativas de injeção na rede por instalações de armazenamento para efeitos de faturação, nomeadamente no âmbito da liquidação dos desvios e da prestação de serviços à rede.

3 – Salvaguardado o disposto no número anterior, as estimativas de injeção na rede são utilizadas na disponibilização de dados provisórios aos agregadores e incorporadas no Diagrama de Geração no âmbito do processo de reconciliação de dados.

4 – Para efeitos de estimativa de valores quarto-horários de injeção na rede por instalações de armazenamento, aplica-se o disposto nas alíneas a), b) e ii) do n.º 2 – do Artigo 61.º

5 – Constituem exceção ao disposto no n.º 2 – as situações em que o valor acumulado de energia elétrica injetada seja conhecido, devendo os valores quarto-horários de injeção ser estimados nos termos do número anterior e considerados no processo de faturação.

6 – Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, no prazo máximo de 24 meses após a entrada em vigor do presente Guia, o operador da RNT, o operador da RND e os operadores das regiões autónomas dos Açores e da Madeira apresentam à ERSE propostas de regras específicas para estimar valores de consumo e de injeção na rede por instalações de armazenamento.

SUBSECÇÃO VI

Autoconsumo

Artigo 63.º

Regras para estimar valores quarto-horários em instalações participantes em autoconsumo

1 – Nas instalações participantes em autoconsumo, independentemente da sua tipologia, cabe ao respetivo operador de rede a realização de estimativas para faturação dos encargos de acesso à rede, para liquidação dos desvios e da prestação de serviços à rede, para disponibilização de dados provisórios aos comercializadores e agregadores e para apuramento das carteiras de comercialização e de agregação.

2 – Para efeitos do disposto no número anterior, às estimativas de valores quarto-horários de consumo e de injeção na rede aplicam-se, respetivamente, as regras definidas no Artigo 60.º e no Artigo 61.º

SUBSECÇÃO VII

Mobilidade elétrica

Artigo 64.º

Regras para estimar valores em instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica

1 – Nas situações em que, por anomalia de medição ou leitura, não seja possível recolher quer valores acumulados, quer, no todo ou em parte, valores quarto-horários, do equipamento de medição

instalado no ponto de ligação da rede à instalação com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, o consumo nesse ponto é estimado com base no respetivo histórico, de acordo com as seguintes regras:

a) Se a estimativa abranger apenas um período de integração quarto-horário, é considerado o valor da energia elétrica entregue à instalação no período de integração quarto-horário anterior;

b) Se a estimativa abranger entre 2 e 12 períodos de integração quarto-horários, a energia elétrica estimada entregue à instalação em cada período de integração quarto-horário corresponde à média dos períodos de integração quarto-horários no estado válido imediatamente anteriores e posteriores a esse período de integração quarto-horário;

c) Se a estimativa abranger mais de 12 períodos de integração quarto-horários, a energia elétrica estimada entregue à instalação em cada período de integração quarto-horário a estimar corresponde à média dos períodos homólogos das últimas 12 semanas com informação disponível, considerando-se como período homólogo o período com início na mesma hora e dia da semana. Caso não exista período homólogo anterior com valores válidos, a energia elétrica considerada em cada período de integração quarto-horário a estimar corresponde à média dos períodos homólogos das duas semanas seguintes com informação disponível;

d) Nos casos em que, para além de pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, exista autoconsumo, os valores quarto-horários de injeção na rede são obtidos nos termos do Artigo 63.º

2 – O disposto no número anterior deve ter em consideração o consumo afeto à mobilidade elétrica, se disponibilizado pela EGME, caso em que a estimativa a realizar pelo operador corresponde apenas ao consumo do setor elétrico da instalação.

3 – Nas situações em que, por anomalia de medição ou leitura, não seja possível a recolha de valores quarto-horários, mas sejam conhecidos os valores acumulados registados pelo equipamento de medição instalado no ponto de ligação da rede à instalação com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, aplicam-se as seguintes regras:

a) O consumo do setor elétrico da instalação, acumulado por período horário, é obtido subtraindo o consumo afeto à mobilidade elétrica, disponibilizado pela EGME, agregado por período horário, ao valor acumulado de consumo, por período horário;

b) Os valores quarto-horários de consumo do setor elétrico da instalação são obtidos com base nos valores de consumo do setor elétrico da instalação, acumulados por período horário, obtidos nos termos da alínea anterior, e no histórico dos valores quarto-horários de consumo considerando o diagrama do período equivalente da semana anterior;

c) Os valores quarto-horários de consumo no ponto de ligação da rede à instalação com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica são obtidos pela soma dos valores quarto-horários do consumo do setor elétrico da instalação, estimados nos termos da alínea anterior, com o consumo afeto à mobilidade elétrica, disponibilizado pela EGME;

d) Nos casos em que, para além de pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, exista autoconsumo, os valores quarto-horários de injeção na rede são obtidos a partir dos valores acumulados de injeção e do perfil respetivo, nos termos do Artigo 73.º

SECÇÃO II

Metodologia para estimativa de perfis de consumo e de injeção

Artigo 65.º

Âmbito

1 – A metodologia para a estimativa de perfis de consumo e de injeção aplica-se a Portugal continental.

Artigo 66.º

Princípios gerais

1 – Nos pontos de entrega que não disponham de equipamentos de medição com discriminação quarto-horária ou de leitura diária, aplicam-se perfis.

2 – Os perfis são também aplicáveis nas situações de anomalia.

3 – Os perfis são elaborados a partir de dados validados, com discriminação quarto-horária, recolhidos a partir de amostras representativas dos locais de consumo e de produção.

4 – A estimativa dos consumos discriminados por períodos quarto-horários é realizada a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição das instalações dos clientes, ou dos consumos obtidos por estimativa e do perfil final aplicável, ou do perfil inicial aplicável, nas situações em que o perfil final não tenha ainda sido publicado.

5 – Cabe ao operador da RND determinar e publicar os valores dos perfis que vigoram em cada ano civil, nos termos e prazos estabelecidos na regulamentação.

6 – Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da RND coordena-se com o gestor global do SEN e com os operadores das redes de distribuição de energia elétrica em BT, que se constituem como responsáveis pelo fornecimento da informação considerada necessária para a determinação dos valores dos perfis.

Artigo 67.º

Estimativa dos perfis

A estimativa dos perfis utiliza a informação disponível mais recente, cobrindo um período de tempo suficiente para captar padrões de sazonalidade, acautelando, contudo, a ocorrência de fenómenos que perturbem significativamente o comportamento habitual das instalações, designadamente, variações anormais e prolongadas dos preços de energia elétrica ou situações de perturbação significativa da vida social, cujo impacte na estimativa é atenuado, nomeadamente, com recurso a fatores de ponderação.

Artigo 68.º

Perfis de consumo e de injeção

1 – Os perfis são estimados para cada período quarto-horário de cada dia do ano e correspondem à proporção do consumo ou da injeção anual atribuída a cada um desses períodos.

2 – Estabelecem-se os seguintes perfis:

- a) Perfis de consumo em BTN;
- b) Perfil de consumo para instalações de IP;
- c) Perfil de produção solar fotovoltaica;
- d) Perfis de consumo e de injeção para instalações de consumo em BTN com UPAC integrada.

3 – Sem prejuízo do disposto no número anterior, o operador da RND pode apresentar à ERSE propostas justificadas de alteração do elenco de perfis estabelecido, sempre que o considere oportuno, se essas propostas forem necessárias para o cumprimento da regulamentação ou ainda por solicitação da ERSE.

4 – Os valores dos diagramas anuais dos perfis de consumo iniciais e de injeção são adimensionais, arredondados até à sétima casa decimal e normalizados de modo a que o respetivo somatório seja igual a 1000.

Artigo 69.º

Perfis de consumo para instalações em BTN

1 – Estabelecem-se três perfis de consumo em BTN, nos seguintes termos:

- a) Perfil Classe A para instalações com potência contratada superior a 13,8 kVA;
- b) Perfil Classe B para instalações com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual superior a 7 140 kWh;
- c) Perfil Classe C para instalações com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh.

2 – O perfil de consumo em BTN é selecionado, para cada instalação, tendo por base a respetiva potência contratada e o consumo dos 12 meses anteriores.

3 – Para instalações com histórico de consumo inferior a 12 meses, o consumo anual a considerar para atribuição do perfil é calculado com base no consumo médio diário verificado no período com histórico de consumo.

4 – Para instalações sem histórico de consumo e com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, aplica-se o perfil de consumo Classe C.

5 – Os perfis de consumo das instalações em BTN são avaliados nas seguintes situações:

- a) Em janeiro de cada ano, nos termos dos números anteriores;
- b) Sempre que se verifique uma alteração da potência contratada que corresponda a uma mudança de perfil de consumo;
- c) Por acordo entre o operador de rede e o cliente ou o seu comercializador.

Artigo 70.º

Perfil de consumo para instalações em BTE ou em MT

Nas situações em que seja necessário perfilar o consumo de instalações em BTE ou em MT, adota-se o perfil Classe A, como estabelecido no n.º 1 – do Artigo 69.º

Artigo 71.º

Perfil de consumo para instalações de IP

1 – Para a determinação do perfil de consumo para instalações de IP são utilizados os dados característicos de cada instalação de IP, designadamente o consumo por minuto, apurado com base em medição, e os horários de ligação e desligação, estabelecidos por cada município.

2 – Com base nos dados referidos no número anterior é calculado o diagrama anual quarto-horário relativo ao conjunto de instalações de IP.

3 – O perfil de consumo para as instalações de IP obtém-se através do quociente entre o consumo de cada período quarto-horário e o consumo total do diagrama anual.

Artigo 72.º

Perfil de produção solar fotovoltaica

Para a determinação do perfil de produção solar fotovoltaica, são utilizados dados de uma amostra de instalações de produção de tecnologia solar fotovoltaica com medição de registo discriminado em períodos quarto-horários.

Artigo 73.º

Perfis de consumo e de injeção para instalações de consumo em BTN com UPAC integrada

1 – Estabelecem-se perfis de consumo e de injeção para instalações de consumo em BTN com UPAC integrada, nos seguintes termos:

- a) Perfis de consumo para as instalações com Perfil Classe A, Perfil Classe B e Perfil Classe C e com contrato de venda da energia excedente da produção para autoconsumo;
- b) Perfis de injeção para as instalações com Perfil Classe A, Perfil Classe B e Perfil Classe C e com contrato de venda da energia excedente da produção para autoconsumo;
- c) Perfis de consumo 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;
- d) 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.

2 – Os perfis esperados de consumo e de injeção para instalações de consumo em BTN com UPAC integrada obtêm-se da seguinte forma:

- a) Os perfis esperados de consumo são obtidos por combinação de dados reais, que definem a estrutura quarto-horária do perfil, com um perfil de consumo em BTN, que introduz o efeito da sazonalidade;
- b) Os perfis esperados de injeção são obtidos por combinação de dados reais, que definem a estrutura quarto-horária do perfil, com um perfil de produção solar fotovoltaica, que introduz o efeito da sazonalidade.

Artigo 74.º

Perfis finais

1 – Os perfis finais adaptam os perfis iniciais em função das variações de consumo devidas a fatores como a temperatura ou a luminosidade.

2 – Os perfis finais são calculados a partir dos perfis iniciais aplicáveis a instalações de consumo em BTN e a instalações de consumo em BTN com UPAC integrada, tendo por base as variações entre o Diagrama de Carga de Referência, estimado, e o Diagrama de Carga do Sistema, verificado, por aplicação da seguinte expressão:

$$P_{m,d,h}^f = P_{m,d,h}^o \times \frac{D_{m,d,h} / \sum_d \sum_h D_{m,d,h}}{DR_{m,d,h} / \sum_d \sum_h DR_{m,d,h}}$$

em que:

- $P_{m,d,h}^f$ Valor do perfil final para o mês m , dia d e período quarto-horário h
- $P_{m,d,h}^o$ Valor do perfil inicial para o mês m , dia d e período quarto-horário h
- $D_{m,d,h}$ Valor do Diagrama de Carga do Sistema para o mês m , dia d e período quarto-horário h
- $DR_{m,d,h}$ Valor do Diagrama de Carga de Referência para o mês m , dia d e período quarto-horário h

3 – O cálculo dos consumos quarto-horários é efetuado através da aplicação do Perfil final à energia elétrica correspondente a um dado intervalo de tempo, considerando os consumos agregados por períodos horários, de acordo com a seguinte expressão:

$$MCH_{m,d,h,p}^c = \frac{P_{m,d,h}^f \times MC_{L_n,p}^c}{\sum_{\substack{h \in L_n \\ h \in p}} P_{m,d,h}^f}$$

em que:

- $P_{m,d,h}^f$ Valor do perfil final para o mês m , dia d e período quarto-horário h
- $MC_{L,n,p}^c$ Valor do consumo do cliente c no intervalo de leitura L_n , correspondente ao período horário p
- $MCH_{m,d,h,p}^c$ Valor do consumo do cliente c para o mês m , dia d e período quarto-horário h , correspondente ao período horário p

Artigo 75.º

Publicação dos valores dos perfis

1 – O operador da RND deve calcular e publicar na sua página na internet, até ao dia 15 de dezembro de cada ano, os valores dos perfis aplicáveis no ano seguinte, como estabelecidos no Artigo 68.º, e o respetivo documento justificativo.

2 – A informação referida no número anterior deve ser enviada, no mesmo prazo, à ERSE.

3 – O gestor global do SEN deve calcular e publicar mensalmente os valores dos perfis finais na sua página na internet, até cinco dias após o final de cada mês, mantendo essa informação disponível durante, pelo menos, 12 meses.

4 – A informação prevista no número anterior pode ser revista até 30 dias após a sua primeira publicação.

Artigo 76.º

Estudo para determinação de perfis

O operador da RND deve enviar à ERSE, a cada três anos, um estudo para determinação de perfis ótimos de consumo para a BTN, que inclua, adicionalmente, a consideração de novas realidades do setor elétrico, designadamente, o autoconsumo, a mobilidade elétrica ou o armazenamento.

SECÇÃO III

Metodologia de construção de perfis de perdas na RNT

Artigo 77.º

Âmbito

A metodologia de construção de perfis de perdas na RNT é de aplicação a Portugal continental.

Artigo 78.º

Perfis de perdas

1 – Os perfis de perdas são determinados pelo operador da RNT, por aplicação da presente metodologia aos fatores de ajustamento para perdas aprovados pela ERSE para instalações ligadas nas seguintes situações:

- Na rede de transporte, em MAT (Y_i^{MAT});
- Na fronteira em AT entre a rede de transporte e a rede de distribuição ($Y_i^{AT/RNT}$).

Artigo 79.º**Fatores de correção mensal**

Os fatores de correção normalizados (A_m) são determinados pelo operador da RNT, com base nos valores históricos das perdas ocorridos nos últimos cinco anos, a partir dos valores médios mensais, dados pela relação entre as perdas médias em cada mês e as perdas anuais.

Artigo 80.º**Valores dos perfis de perdas**

1 – Os valores dos perfis de perdas nas situações referidas no Artigo 78.º, para cada período horário do ciclo semanal, são obtidos pelas seguintes expressões:

a) Na rede de transporte, em MAT:

$$pf_{i,m}^{MAT} = \gamma_i^{MAT} \times A_m$$

b) Na fronteira em AT da rede de transporte com a rede de distribuição:

$$pf_{i,m}^{AT/RNT} = \gamma_i^{AT/RNT} \times A_m$$

em que:

$pf_{i,m}^{MAT}$	Fator de perdas corrigido na rede de transporte em MAT, no período horário $i = 1, \dots, 4$ (ponta, cheias, vazio normal e super vazio) e mês $m = 1, \dots, 12$
γ_i^{MAT}	Fator de ajustamento para perdas anual na rede de transporte em MAT, aprovado para o período horário $i = 1, \dots, 4$ (ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
A_m	Fator de correção mensal para o mês $m = 1, \dots, 12$
$pf_{i,m}^{AT/RNT}$	Fator de perdas corrigido na rede de transporte incluindo a transformação MAT/AT, no período horário $i = 1, \dots, 4$ (ponta, cheias, vazio normal e super vazio) e mês $m = 1, \dots, 12$
$\gamma_i^{AT/RNT}$	Fator de ajustamento para perdas anual na rede de transporte incluindo a transformação MAT/AT, aprovado para o período horário $i = 1, \dots, 4$ (ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

2 – A determinação dos fatores de perdas corrigidos, em cada uma das situações referidas no Artigo 78.º, resulta no estabelecido no ponto VII do anexo I, que contém a distribuição mensal dos fatores de perdas corrigidos com discriminação por período horário.

3 – Com base no estabelecido no ponto VII do anexo I, o operador da RNT constrói os perfis de perdas quarto-horários, para o ano seguinte, para cada uma das situações referidas no Artigo 78.º, considerando o mesmo valor do perfil de perdas para todos os períodos quarto-horários do mesmo mês e do mesmo período horário.

4 – Os valores quarto-horários dos perfis de perdas são adimensionais e arredondados até à sétima casa decimal.

Artigo 81.º**Divulgação dos perfis de perdas**

1 – O operador da RNT deve publicar, até 31 de dezembro de cada ano, na sua página na internet, os valores dos perfis de perdas para o ano seguinte, para cada uma das situações referidas no Artigo 78.º, apurados através da aplicação da presente metodologia.

2 – O operador da RNT deve publicar, até 31 de dezembro de cada ano, um relatório sobre a aplicação anual da metodologia de construção dos perfis.

3 – O operador da RNT deve enviar os perfis de perdas e o respetivo relatório à ERSE, antes da sua entrada em vigor.

4 – O operador da RNT deve enviar os perfis de perdas ao operador da RND, antes do dia 31 de dezembro de cada ano.

SUBSECÇÃO IV

Metodologia de construção de perfis de perdas nas redes de distribuição

Artigo 82.º

Âmbito

A metodologia de construção de perfis de perdas nas redes de distribuição aplica-se a Portugal continental.

Artigo 83.º

Perdas estimadas por nível de tensão

1 – As perdas estimadas por nível tensão são calculadas de acordo com as seguintes expressões:

a) Em BT:

$$p_i^{BT} = \gamma_i^{BT} \cdot E_{consumo,i}^{BT}$$

em que:

i Período horário do ciclo semanal: ponta, cheias, vazio normal ou super vazio

p_i^{BT} Perdas na rede de BT, no período horário i

γ_i^{BT} Fator de ajustamento para perdas da rede de BT, no período horário i

$E_{consumo,i}^{BT}$ Consumo dos clientes em BT, no período horário i

b) Em MT:

$$E_{saída,i}^{MT} = E_{consumo,i}^{MT} + E_{consumo,i}^{BT} \cdot (1 + \gamma_i^{BT})$$

em que:

p_i^{MT} Perdas na rede de MT, no período horário i

γ_i^{MT} Fator de ajustamento para perdas da rede de MT, no período horário i

$E_{saída,i}^{MT}$ Energia de saída da rede de MT, no período horário i , correspondendo ao consumo dos clientes em MT adicionado do consumo dos clientes em BT ajustado para perdas na rede de BT

$E_{consumo,i}^{MT}$ Consumo dos clientes em MT, no período horário i

c) Em AT:

$$p_i^{AT} = \gamma_i^{AT} \cdot E_{saída,i}^{AT}$$

$$E_{saída,i}^{AT} = E_{consumo,i}^{AT} + E_{saída,i}^{MT} \cdot (1 + \gamma_i^{MT})$$

em que:

p_i^{AT} Perdas na rede de AT, no período horário i

γ_i^{AT} Fator de ajustamento para perdas da rede de AT, no período horário i

$E_{saída,i}^{AT}$ Energia de saída da rede de AT, no período horário i , correspondendo ao consumo dos clientes em AT adicionado da energia de saída da rede de MT ajustada para perdas na rede de MT

$E_{consumo,i}^{AT}$ Consumo dos clientes de AT, no período horário i

Artigo 84.º

Energias de consumo e de saída, por nível de tensão

Com base nos valores previsionais dos consumos, por nível de tensão, que acompanham e justificam os valores dos fatores de ajustamento para perdas aprovados pela ERSE, o operador da RND deve determinar as perdas previstas para cada nível de tensão e por período horário, nos termos do Artigo 83.º

Artigo 85.º

Energia de perdas quarto-horária por nível de tensão

As perdas previstas para cada período quarto-horário, por nível de tensão e para cada período horário, são dadas pela seguinte expressão:

$$p_h^{nt} = \frac{E_h^2}{\sum_i E_h^2} \times p_i^{nt}$$

em que:

p_h^{nt} Perdas previstas para cada intervalo h (15 minutos), em MWh

E_h Energia saída da rede no nível de tensão respetivo, no intervalo h , em MWh

p_i^{nt} Perdas no nível de tensão nt , no período horário i

Artigo 86.º

Valores dos perfis de perdas por nível de tensão

1 – Para cada nível de tensão, os perfis de perdas são dados pelo quociente entre as perdas e a energia saída da rede nesse nível de tensão, em cada intervalo quarto-horário, de acordo com a seguinte expressão:

$$pf_h = \frac{p_h}{E_h}$$

em que representa o perfil de perdas no intervalo h

2 – Os valores quarto-horários dos perfis de perdas são adimensionais e arredondados até à sétima casa decimal.

Artigo 87.º

Divulgação dos perfis de perdas

1 – O operador da RND deve publicar, até 31 de dezembro de cada ano, na sua página na internet, os valores dos perfis de perdas para o ano seguinte, por nível de tensão e período quarto-horário, apurados através da aplicação da presente metodologia.

2 – O operador da RND deve publicar, até 31 de dezembro de cada ano, um relatório sobre a aplicação anual da metodologia de construção dos perfis.

3 – O operador da RND deve publicar, nos mesmos termos, os perfis de perdas referentes à rede de transporte, conforme comunicados pelo respetivo operador, ou disponibilizar informação clara sobre a sua localização na página na internet do operador da RNT.

4 – O operador da RND deve enviar os perfis de perdas e o respetivo relatório à ERSE, antes da sua entrada em vigor.

SECÇÃO V

Regras de apuramento e imputação do fator de adequação

Artigo 88.º

Âmbito

As regras de apuramento e imputação do fator de adequação aplicam-se a Portugal continental.

Artigo 89.º

Princípios gerais

1 – A afetação quarto-horária às carteiras de comercialização da energia elétrica correspondente aos consumos das instalações envolve a utilização de estimativas, perfis de consumo e fatores de ajustamento para perdas, que introduzem diferenças entre a energia entregue à RESP e essa mesma afetação.

2 – As diferenças quarto-horárias entre a energia elétrica entregue à RESP e as energias afetas aos vários comercializadores são distribuídas de forma proporcional ao consumo em BT da carteira de cada comercializador, através de um fator de adequação apurado de acordo com o estabelecido no artigo seguinte.

3 – O fator de adequação referido no número anterior é determinado para cada período quarto-horário e aplicado ao consumo ajustado para perdas nos termos do RARI.

4 – A energia elétrica entregue à RESP, nos pontos de ligação de instalações de produção ou de armazenamento e nas interligações internacionais, não está sujeita a ajustamento para perdas.

5 – Cabe ao operador da RND determinar e aplicar o fator de adequação, nos termos e prazos estabelecidos na regulamentação.

6 – Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da RND deve coordenar-se com os restantes operadores das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica, que se constituem como responsáveis pelo fornecimento da informação considerada necessária para a determinação dos valores do fator de adequação.

Artigo 90.º

Apuramento e imputação do fator de adequação

O fator de adequação é imputado ao consumo em BT das carteiras de comercialização por aplicação da seguinte expressão:

$$\text{Consumo } C_{i,h} = \text{Consumo } MAT_{i,h} + \text{Consumo } AT_{i,h} + \text{Consumo } MT_{i,h} + \text{Consumo } BT_{i,h} \times FA_h$$

em que:

<i>Consumo</i> $C_{i,h}$	Consumo agregado ajustado para perdas e adequado, a atribuir ao comercializador i , no período quarto-horário h
<i>Consumo</i> $MAT_{i,h}$	Consumo agregado telecontado ajustado para perdas, a atribuir ao comercializador i no período quarto-horário h , relativo aos clientes em MAT da sua carteira
<i>Consumo</i> $AT_{i,h}$	Consumo agregado telecontado ajustado para perdas, a atribuir ao comercializador i , no período quarto-horário h , relativo aos clientes em AT da sua carteira
<i>Consumo</i> $MT_{i,h}$	Consumo agregado telecontado ajustado para perdas, a atribuir ao comercializador i , no período quarto-horário h , relativo aos clientes em MT da sua carteira
<i>Consumo</i> $BT_{i,h}$	Consumo a atribuir ao comercializador i no período quarto-horário h , relativo aos clientes em BT da sua carteira, dado pela seguinte expressão:

$$\text{Consumo } BT_{i,h} = \text{Consumo } (BTE_{i,h} + BTN_{i,h} + IP_{i,h})$$

em que:

<i>Consumo</i> $BTE_{i,h}$	Consumo agregado telecontado e ajustado para perdas, a atribuir ao comercializador i , no período quarto-horário h , relativo aos clientes em BTE da sua carteira
<i>Consumo</i> $BTN_{i,h}$	Consumo agregado telecontado e ajustado para perdas, a atribuir ao comercializador i , no período quarto-horário h , relativo aos clientes em BTN da sua carteira, excluindo IP
<i>Consumo</i> $IP_{i,h}$	Consumo agregado telecontado e ajustado para perdas, a atribuir ao comercializador i , no período quarto-horário h , relativo aos clientes IP da sua carteira

FA_h Fator de adequação para o período quarto-horário h , dado pela seguinte expressão:

$$FA_h = \frac{DG_h - \text{Consumo}(MAT_h + AT_h + MT_h)}{\text{Consumo } BT_h}$$

em que:

DG_h	Diagrama de Geração para o período quarto-horário h , como estabelecido no artigo seguinte
--------	--

Artigo 91.º

Diagrama de Geração

1 – O Diagrama de Geração é obtido a partir das medidas telecontadas dos respetivos pontos, e dado pelo somatório da energia de produção participante no mercado, diretamente ou agregada numa carteira, com a energia importada através das interligações internacionais, deduzido da energia exportada através das interligações internacionais e, desde que não incluídos em carteiras de comercialização, dos consumos de instalações de armazenamento, incluindo para bombagem, e dos consumos para compensação síncrona.

2 – Cabe ao gestor global do SEN o apuramento do Diagrama de Geração, a disponibilizar, no formato acordado entre ambos, ao operador da RND:

- Em $d+1$, até às 12h00, para apuramento do consumo discriminado agregado provisório;
- Até ao final do segundo dia útil do mês $m+1$, para apuramento do consumo discriminado agregado provisório atualizado;

c) Até ao dia 15 do mês $m+3$, para apuramento do consumo discriminado agregado provisório atualizado;

d) Até ao dia 15 do mês $m+6$, para apuramento do consumo discriminado agregado estimado definitivo.

3 – Para efeitos do disposto no número anterior, o gestor global do SEN deve coordenar-se com o operador da RND, que se constitui como responsável por fornecer a informação considerada necessária para a determinação do Diagrama de Geração, designadamente os dados das instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária, apurados nos termos do Capítulo IX.

Artigo 92.º

Deveres de publicação

O operador da RND deve publicar na sua página na internet, mensalmente, no mês seguinte ao qual respeita, o valor médio mensal do fator de adequação aplicado em cada período quarto-horário desse mês, relativo a $m+1$, $m+3$ e $m+6$ e a respetiva data de publicação.

SECÇÃO VI

Determinação das carteiras de comercialização

Artigo 93.º

Princípios gerais

1 – A discriminação de consumos consiste na determinação do consumo em cada período quarto-horário.

2 – A agregação de consumos, por carteira de comercialização, consiste no somatório do consumo discriminado das instalações de clientes associados à carteira.

3 – Para efeitos do disposto no número anterior, consideram-se as alterações diárias da composição das carteiras de comercialização.

4 – O operador da RND é a entidade responsável pelo apuramento e disponibilização das carteiras de comercialização, coordenando-se com os restantes operadores de rede, incluindo operadores de RDF, e, no caso de pontos de ligação da rede de serviço público à rede de mobilidade elétrica, com a EGME, que se constituem como responsáveis pelo fornecimento da informação necessária para esse apuramento.

5 – Em função do momento de disponibilização aos comercializadores e ao gestor global do SEN, o consumo das carteiras de comercialização designa-se do seguinte modo:

a) Consumo discriminado agregado provisório;

b) Consumo discriminado agregado definitivo.

6 – Ao consumo discriminado agregado provisório e ao consumo discriminado agregado definitivo, ajustados para perdas nos termos do RARI, é aplicado, em cada período quarto-horário, um fator de adequação, relativo ao consumo dos clientes em BT da carteira de comercialização.

7 – O prazo para a disponibilização do consumo discriminado agregado definitivo é de seis meses, ao qual se aplica o período de objeção estabelecido no presente Guia.

8 – O disposto na presente secção não se aplica às regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 94.º

Consumo discriminado agregado provisório

1 – O consumo discriminado agregado provisório é utilizado no apuramento da energia elétrica a atribuir a cada comercializador nos momentos $d+1$, $m+1$ e $m+3$, podendo integrar valores provisórios resultantes da correção de anomalias.

2 – O consumo discriminado agregado provisório de cada carteira de comercialização é obtido pelo somatório, em cada período quarto-horário, dos valores de consumo recolhidos diretamente dos equipamentos de medição, para as instalações de clientes associados a essa carteira.

Artigo 95.º

Consumo discriminado agregado definitivo

1 – O consumo discriminado agregado definitivo é utilizado no apuramento da energia elétrica a atribuir a cada comercializador no momento $m+6$.

2 – O consumo discriminado agregado definitivo de cada carteira de comercialização é obtido por aplicação das regras previstas no artigo anterior para a determinação do consumo discriminado agregado provisório.

3 – No prazo máximo de seis meses após a entrada em vigor do presente Guia, o gestor global do SEN e o operador da RND enviam à ERSE uma proposta conjunta e fundamentada de revisão dos prazos associados às diversas etapas relativas ao apuramento do consumo discriminado agregado definitivo, incluindo tratamento e disponibilização de dados, correção de anomalias, período de objeção, assegurando compatibilização, designadamente, com o disposto no n.º 1 do artigo 10.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho, e com o artigo 221.º do RRC, ambos na redação atual.

CAPÍTULO VII

Disponibilização de dados

SECÇÃO I

Disposições gerais

Artigo 96.º

Princípios gerais

1 – Os operadores de rede são as entidades responsáveis pela disponibilização dos dados de consumo, de injeção e de trânsitos nas interligações nacionais e internacionais aos diversos intervenientes no setor elétrico, com base nas modalidades de relacionamento comercial instituídas.

2 – O disposto no número anterior não prejudica a obrigação de disponibilização de dados pelos comercializadores aos seus clientes, nos termos da legislação e da regulamentação em vigor.

3 – A disponibilização de dados obedece à legislação e regulamentação aplicáveis no âmbito da proteção de dados e da confidencialidade da informação.

4 – Às atividades de gestão técnica global do SEN, gestão técnica das redes de distribuição, mobilidade elétrica, gestão de riscos e garantias no SEN, registo e contratação bilateral de energia, emissão de garantias de origem e operação logística de mudança de comercializador e de agregador de eletricidade aplicam-se, em matéria de disponibilização de dados, as regras e procedimentos estabelecidos na legislação e na regulamentação específica dessas atividades.

Artigo 97.º

Princípios aplicáveis à disponibilização de dados pelos operadores de rede

1 – Os operadores de rede devem disponibilizar os dados validados aos diversos intervenientes no setor elétrico, de forma gratuita, de modo estruturado e de uso corrente, através de uma plataforma eletrónica ou em formato eletrónico, permitindo a sua leitura automática.

2 – Os dados validados podem ser objeto de correção ulterior, até que se tornem definitivos.

3 – A disponibilização de dados validados pelos operadores de rede respeita, designadamente, as seguintes regras:

a) Os períodos de integração a considerar são quarto-horários, com etiqueta dos minutos 0, 15, 30 e 45 de cada hora, em que se inicia o período;

b) Os dados integram eventuais correções de valores resultantes de anomalia;

c) Os dados incluem, de forma individualizada, as perdas de transformação aplicadas em cada período quarto-horário, nos casos em que a tensão de medição seja diferente da tensão de fornecimento ou da tensão de ligação;

d) Os dados de energia ativa e reativa a disponibilizar relativamente a cada equipamento de medição devem corresponder ou resultar de saldos quarto-horários e, no caso de as instalações serem trifásicas, devem agregar as três fases;

e) Os dados de energia ativa e reativa devem ser disponibilizados diariamente, no dia seguinte ao dia a que respeitam;

f) Deve ser assegurada a disponibilização de um histórico de, pelo menos:

i) Três anos, no caso de valores acumulados;

ii) Dois anos, no caso de valores quarto-horários.

5 – Quando o titular da instalação seja uma pessoa singular, a disponibilização dos dados de energia ao comercializador ou agregador da instalação é feita na forma de dados diários acumulados por período horário, salvo se o agente de mercado tiver direito de acesso aos dados discriminados em períodos de 15 minutos, nos termos previstos no Artigo 3.º

6 – A responsabilidade por assegurar e comprovar o direito de acesso aos dados, nos termos do Artigo 3.º, é da entidade que solicita esse acesso, devendo esta entidade assegurar o fornecimento ao operador de rede dos dados de suporte à solicitação de acesso, quando solicitados, no prazo máximo de 15 dias úteis, e manter registo desta documentação enquanto tiver acesso aos dados e, após esse período, pelo prazo mínimo de dois anos.

7 – O operador de rede deve estabelecer mecanismos ex-ante de verificação do direito de acesso aos dados para cada instalação, por parte de entidades terceiras.

8 – O operador de rede deve verificar trimestralmente, por amostragem, a legitimidade de acesso aos dados pelas entidades, e enviar à ERSE, no prazo de 45 dias após o final de cada trimestre, os resultados dessa verificação.

9 – Sempre que solicitada por parte elegível autorizada, a disponibilização de dados inicia-se no prazo máximo de 5 dias úteis, sem prejuízo da aplicação do prazo previsto no RAC para a disponibilização de dados no âmbito do autoconsumo.

10 – Considera-se que o operador da RNT tem interesse legítimo de acesso aos dados de consumo discriminados individuais, quando a instalação de consumo participe em mecanismos de mercado ou regulados geridos por este operador.

11 – Os operadores de rede devem aprovar o modelo e o formato dos dados a disponibilizar entre si, observando o disposto no Artigo 124.º, e assegurar a respetiva publicação no prazo máximo de três meses após a entrada em vigor do presente Guia, informando a ERSE dessa publicação.

12 – Os operadores de redes de distribuição, incluindo RDF, podem acordar entre si a partilha dos serviços e sistemas de disponibilização de dados ao operador da RNT e ao operador da RND, de modo a assegurar a fiabilidade e a eficiência dessa disponibilização.

13 – Os operadores das redes de distribuição devem aprovar o modelo e o formato dos dados a disponibilizar aos comercializadores e aos agregadores, observando o disposto no Artigo 124.º, e assegurar a respetiva publicação no prazo máximo de três meses após a entrada em vigor do presente Guia, informando a ERSE dessa publicação.

14 – A disponibilização de dados das instalações de clientes finais em MAT, designadamente aos comercializadores, é feita pelo operador da RND, devendo o operador da RNT disponibilizar diariamente ao operador da RND os diagramas de carga relativos aos clientes em MAT nos termos previstos no presente Guia.

Artigo 98.º

Disponibilização de dados pelos comercializadores aos clientes

1 – A disponibilização de dados pelos comercializadores aos clientes obedece ao disposto na legislação e na regulamentação aplicáveis.

2 – Os comercializadores devem informar os seus clientes, através da fatura ou de outros meios complementares, da possibilidade de acesso gratuito aos dados, designadamente através da plataforma eletrónica do respetivo operador de rede, de acesso local aos dados dos equipamentos de medição através da porta de comunicação normalizada e, se aplicável, de uma plataforma própria do comercializador.

Artigo 99.º

Requisitos e procedimentos de acesso a dados

1 – A disponibilização de dados de contagem e de consumo aos clientes finais e às partes elegíveis autorizadas deve obedecer aos procedimentos estabelecidos na legislação e regulamentação aplicáveis, designadamente no Regulamento de Execução (UE) 2023/1162, de 6 de junho de 2023, relativo a requisitos de interoperabilidade e a procedimentos transparentes e não discriminatórios de acesso a esses dados, na redação atual.

2 – As funções de administrador de dados de contagem, administrador de autorizações, administrador de pontos de contagem, fornecedor de acesso a dados, prestador de serviços de identidade e operador de contadores, como estabelecidos no Regulamento de Execução (UE) 2023/1162, de 6 de junho de 2023, são desempenhadas pelo operador de rede responsável pelo ponto de entrega, sem prejuízo da possibilidade de subcontratação.

3 – Cabe à ERSE, na função de autoridade nacional competente, como estabelecida no Regulamento de Execução (UE) 2023/1162, de 6 de junho de 2023, comunicar as práticas nacionais à Comissão Europeia e divulgá-las através da sua página na internet.

4 – Para efeitos de comunicação e publicação das práticas nacionais, cada operador de rede deve enviar à ERSE, até 31 de dezembro de cada ano, o mapeamento das funções, dos objetos de informação e das etapas procedimentais do modelo de referência, de acordo com o modelo de reporte publicado pela Comissão Europeia, quando ocorrerem alterações, mantendo atualizada a informação disponibilizada na sua página na internet.

Artigo 100.º

Objeção aos dados

1 – Os dados disponibilizados pelos operadores de rede são considerados provisórios durante o período de objeção, de 30 dias úteis, entendido como o intervalo de tempo durante o qual podem ser contestados pelas entidades que os recebem.

2 – Terminado o período de objeção, os dados disponibilizados pelos operadores de rede são considerados vinculativos para todos os efeitos.

3 – Os operadores de rede devem tratar as objeções recebidas num prazo máximo de 30 dias úteis.

4 – No caso de ser necessária uma atuação na instalação por parte do operador de rede:

a) O período de tempo para tratamento da objeção tem início após essa atuação na instalação;

b) Para efeitos do disposto na alínea anterior, o operador de rede deve realizar uma visita combinada, no prazo máximo de cinco dias úteis após a receção da objeção;

c) Em caso de impossibilidade de realização da visita combinada, por facto imputável ao cliente, a objeção deve ser recusada.

5 – Sempre que, do tratamento de uma objeção, resultar a modificação dos dados anteriormente disponibilizados, os operadores de rede devem disponibilizar os dados corrigidos e informar as entidades destinatárias desses dados da modificação realizada.

SECÇÃO II

Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados pelos operadores de rede

Artigo 101.º

Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados pelos operadores de rede

1 – As entidades destinatárias, o conteúdo e a periodicidade da disponibilização de dados de consumo a partir da rede devem obedecer, respetivamente:

a) Ao estabelecido no ponto VIII do anexo I, no caso de dados individuais;

b) Ao estabelecido no ponto IX do anexo I, no caso de dados agregados.

2 – As entidades destinatárias, o conteúdo e a periodicidade da disponibilização de dados de injeção na rede devem obedecer, respetivamente:

a) Ao estabelecido no ponto X do anexo I, no caso de dados individuais;

b) Ao estabelecido no ponto XI do anexo I, no caso de dados agregados.

3 – As entidades destinatárias, o conteúdo e a periodicidade da disponibilização de dados individuais dos pontos de medição internos devem obedecer ao estabelecido no ponto XII do anexo I.

SECÇÃO III**Disponibilização de dados pelos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT ao operador da RND****Artigo 102.º****Disponibilização de dados pelos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT ao operador da RND**

1 – O disposto na presente secção aplica-se a Portugal continental.

2 – A disponibilização de dados de consumo e de injeção pelos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT ao operador da RND destina-se, designadamente, à faturação dos encargos de acesso à rede de serviço público, pelo operador da RND aos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, e ao apuramento das carteiras de comercialização e de agregação.

3 – Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT devem disponibilizar ao operador da RND os seguintes dados, referidos a cada ponto de interligação e independentemente do modelo utilizado para faturação dos encargos de acesso à rede:

a) Consumo quarto-horário de energia ativa de cada carteira de comercialização, ajustado para perdas na rede de BT, incluindo o consumo das carteiras de comercialização das RDF ligadas às redes de distribuição em BT;

b) Injeção quarto-horária de energia ativa de cada carteira de agregação, incluindo a injeção das carteiras de agregação das RDF ligadas às redes de distribuição em BT.

4 – Adicionalmente, no caso de instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, deve ser observado o disposto no Artigo 108.º

5 – O operador da RND integra os dados referidos no n.º 3 – na construção das carteiras de comercialização.

6 – O operador da RND disponibiliza ao operador da RNT os dados referidos na alínea b) do n.º 3 -.

7 – Os dados referidos no n.º 3 – devem ser disponibilizados em d+1, em m+1, em m+3 e em m+6.

8 – Cabe ao operador da RND a aprovação do modelo e do formato dos dados a disponibilizar pelos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, observando o disposto no Artigo 124.º, e assegurando a respetiva publicação no prazo máximo de três meses após a entrada em vigor do presente Guia, informando a ERSE dessa publicação.

9 – Até 15 de maio de cada ano par, o operador da RND deve enviar à ERSE uma caracterização da disponibilização de dados pelos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT ao operador da RND, individualizando o desempenho de cada operador de rede e identificando os respetivos modelos utilizados para faturação dos encargos de acesso à rede, nos termos dos números anteriores.

Artigo 103.º**Modelo baseado nas quantidades medidas nos postos de transformação MT/BT**

1 – A energia elétrica ativa quarto-horária da carteira do comercializador de último recurso, no referencial MT, é obtida pela diferença entre o saldo de energia elétrica ativa determinado nos postos de transformação MT/BT e o consumo de energia elétrica ativa medido nos pontos de entrega dos clientes fornecidos por comercializadores de mercado, ajustado para perdas na rede de BT, adicionada da injeção de energia elétrica ativa medida nos pontos de ligação da rede de BT às instalações dos respetivos utilizadores.

2 – Se a energia elétrica ativa da carteira do comercializador de último recurso, apurada nos termos do número anterior, for negativa, o operador da RND considera o valor zero no período quarto-horário respetivo.

3 – A energia elétrica ativa quarto-horária da carteira de cada comercializador de mercado, no referencial MT, é obtida através do consumo de energia elétrica ativa medido nos pontos de entrega dos clientes fornecidos por esse comercializador de mercado, ajustado para perdas na rede de BT.

4 – A energia elétrica ativa quarto-horária da carteira de cada agregador, incluindo o agregador de último recurso, é obtida através da injeção de energia elétrica ativa medida nos pontos de ligação da rede de BT às instalações dos utilizadores que tenham contrato com esse agregador.

5 – No apuramento da energia elétrica ativa quarto-horária da carteira de cada comercializador são consideradas, quando aplicável, as especificidades dos regimes do autoconsumo e da mobilidade elétrica.

Artigo104.º

Modelo baseado nas quantidades medidas nos pontos de ligação às instalações dos utilizadores

1 – A energia elétrica ativa quarto-horária da carteira de cada comercializador, incluindo o comercializador de último recurso, no referencial MT, é obtida através do consumo de energia elétrica ativa medido nos pontos de entrega dos clientes fornecidos por esse comercializador, ajustado para perdas na rede de BT.

2 – A energia elétrica ativa quarto-horária da carteira de cada agregador, incluindo o agregador de último recurso, é obtida através da injeção de energia elétrica ativa medida nos pontos de ligação da rede de BT às instalações dos utilizadores que tenham contrato com esse agregador.

Artigo105.º

Conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados pelos operadores de rede exclusivamente em BT ao operador da RND

1 – O conteúdo e a periodicidade da disponibilização de dados agregados de consumo a partir da rede devem obedecer ao estabelecido no ponto XIII do anexo I.

2 – O conteúdo e a periodicidade da disponibilização de dados agregados de injeção na rede devem obedecer ao estabelecido no ponto XIV do anexo I.

SECÇÃO IV

Disponibilização de dados pelos operadores de RDF aos operadores da rede de serviço público

Artigo106.º

Disponibilização de dados pelos operadores de RDF aos operadores da rede de serviço público

1 – A disponibilização de dados pelos operadores de RDF aos operadores da rede de serviço público destina-se, designadamente, à faturação dos encargos de acesso à rede de serviço público, pelos respetivos operadores, e ao apuramento das carteiras de comercialização e das carteiras de agregação.

2 – Os operadores de RDF devem disponibilizar ao respetivo operador da rede de serviço público os seguintes dados, referidos a cada ponto de interligação:

a) Consumo quarto-horário de energia ativa de cada carteira de comercialização, referido ao nível de tensão de fornecimento pela rede de serviço público, por ponto de ligação à rede de serviço público;

b) Injeção quarto-horária de energia ativa de cada carteira de agregação, por ponto de ligação à rede de serviço público.

3 – O operador da RND integra os dados referidos no n.º 2 – na construção das carteiras de comercialização.

4 – O operador da RND disponibiliza ao operador da RNT os dados referidos na alínea b) do n.º 2 -.

5 – Os dados referidos no n.º 2 – devem ser disponibilizados em d+1, em m+1, em m+3 e em m+6.

6 – Adicionalmente, no caso de instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, deve ser observado o disposto no Artigo 108.º

7 – Cabe aos respetivos operadores da rede de serviço público a aprovação do modelo e do formato dos dados a disponibilizar pelos operadores de RDF ligadas às suas redes, observando o disposto no Artigo 124.º, e assegurando a respetiva publicação no prazo máximo de três meses após a entrada em vigor do presente Guia, informando a ERSE dessa publicação.

8 – O disposto no n.º 7 – não assume carácter obrigatório para os operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto não existirem RDF nestas regiões.

9 – A energia elétrica ativa quarto-horária da carteira do comercializador com o qual o operador da RDF tenha celebrado contrato de fornecimento é apurada nos termos estabelecidos no n.º 1 – e no n.º 2 – do Artigo 103.º

10 – A energia elétrica ativa quarto-horária das carteiras dos comercializadores que forneçam clientes ligados à RDF é apurada pelo respetivo operador através do consumo de energia elétrica ativa medido nos pontos de entrega dos clientes fornecidos por cada comercializador, nos termos estabelecidos pelo operador da RDF.

11 – Para efeitos de faturação dos encargos de acesso à rede de serviço público pelo respetivo operador ao operador da RDF:

a) Se o saldo quarto-horário medido no ponto de ligação da RDF à rede de serviço público indicar fornecimento líquido de energia ativa da rede de serviço público à RDF, é considerado esse saldo;

b) Se o saldo quarto-horário medido no ponto de ligação da RDF à rede de serviço público não indicar fornecimento líquido de energia ativa da rede de serviço público à RDF, é considerado o valor zero;

c) A faturação dos encargos de energia reativa obedece ao disposto no RT para as entregas dos operadores de rede a clientes finais.

12 – Até 15 de maio de cada ano par, o operador da RND deve enviar à ERSE uma caracterização da disponibilização de dados pelos operadores das RDF ligadas à RND ou às redes de distribuição em BT por si operadas, individualizando o desempenho de cada operador de RDF, nos termos dos números anteriores.

SECÇÃO V

Autoconsumo

Artigo 107.º

Autoconsumo

1 – O operador de rede disponibiliza os seguintes dados ao titular de uma IC participante em autoconsumo:

- a) Consumo medido na IC;
- b) Injeção na rede medida na IC;
- c) Excedente de energia na IC;
- d) Produção total da UPAC;

- e) Energia imputada à IC;
- f) Consumo fornecido à IC pelo comercializador;
- g) Autoconsumo através de rede interna;
- h) Autoconsumo através da RESP;
- i) Energia partilhada pela IC;
- j) Potência tomada, exceto para instalações em BTN.

2 – O disposto nas alíneas e), f), g) e h) do número anterior apenas se aplica aos autoconsumidores cuja IC esteja associada a IPr ou IA.

3 – O disposto na alínea d) do n.º 1 – apenas se aplica aos autoconsumidores com uma UPAC integrada na sua IC, quando o respetivo equipamento de medição tenha sido instalado pelo titular da instalação, ou em seu nome, e esteja assegurado o acesso remoto pelo operador de rede responsável.

4 – O disposto na alínea i) do n.º 1 – apenas se aplica a IC com armazenamento ou UPAC integrados, que esteja associada em autoconsumo coletivo.

5 – O operador de rede deve disponibilizar os seguintes dados ao titular de uma IPr:

- a) Injeção na rede medida na IPr;
- b) Consumo medido na IPr;
- c) Consumo na IPr fornecido pelo comercializador;
- d) Energia imputada à IPr através de rede interna;
- e) Energia imputada à IPr através da RESP;
- f) Excedente da IPr;
- g) Excedente total imputado à IPr;
- h) Potência tomada.

6 – O operador de rede deve disponibilizar os seguintes dados ao titular de uma IA:

- a) Extração da IA;
- b) Injeção na IA;
- c) Injeção na IA fornecida pelo comercializador;
- d) Energia imputada à IA através de rede interna;
- e) Energia imputada à IA através da RESP;
- f) Excedente da IA;
- g) Excedente total imputado à IA;
- h) Potência tomada.

7 – Os dados referidos nos n.ºs 1 -, 5 – e 6 – apenas devem ser disponibilizados pelo operador de rede a entidades terceiras com autorização de acesso nos termos do Artigo 3.º

8 – O operador de rede deve disponibilizar os seguintes dados ao comercializador que fornece uma IC participante num autoconsumo:

- a) Consumo fornecido à IC pelo comercializador;
- b) Consumo medido na IC;
- c) Potência tomada, exceto para instalações em BTN.

9 – O operador de rede deve disponibilizar os seguintes dados ao agregador com o qual foi contratada a venda do excedente, para efeitos de participação em mercado:

- a) No caso de um autoconsumo com uma única instalação injetora de energia na rede, o excedente nessa instalação;
- b) Nos restantes casos, o excedente total do autoconsumo.

10 – Se o titular da instalação for uma pessoa singular, a disponibilização de dados ao respetivo comercializador e agregador, referidos nos números anteriores, é feita nos termos previstos no n.º 4 – do Artigo 97.º

11 – Nos casos de autoconsumo coletivo, o operador de rede deve disponibilizar os seguintes dados à EGAC:

- a) Consumo medido na IC, para cada IC;
- b) Injeção na rede medida na IC, para cada IC;
- c) Injeção na rede medida na IPr, para cada IPr;
- d) Consumo medido na IPr, para cada IPr;
- e) Extração da IA, para cada IA;
- f) Injeção na IA, para cada IA;
- g) Energia para partilha;
- h) Energia imputada a cada IC;
- i) Energia imputada a cada IA;
- j) Energia imputada a cada IPr;
- k) Excedente para cada IC;
- l) Excedente para cada IPr;
- m) Excedente para cada IA;
- n) Excedente total para efeitos de participação em mercado;
- o) Autoconsumo através da RESP para cada IC.

12 – A disponibilização à EGAC do consumo medido na IC e da injeção na rede medida na IC carece de autorização pelo respetivo titular da IC, como previsto no Artigo 3.º

13 – O operador de rede deve disponibilizar aos comercializadores com contrato de fornecimento de cada IPr, os seguintes dados:

- a) Consumo na IPr fornecido pelo comercializador;
- b) Consumo medido na IPr;
- c) Potência tomada.

14 – O operador de rede deve disponibilizar aos comercializadores com contrato de fornecimento de cada IA, os seguintes dados:

- a) Injeção na IA fornecida pelo comercializador;
- b) Injeção na IA;
- c) Potência tomada.

15 – Relativamente às instalações que injetam energia na rede de distribuição, o respetivo operador de rede deve disponibilizar ao gestor global do SEN o excedente total, diariamente, em termos que permitam a aplicação dos mecanismos de participação em mercado grossista.

16 – A disponibilização prevista nos números anteriores, relativamente ao excedente total, pode ser desagregada por instalação injetora, nos casos em que as instalações participantes se encontrem ligadas a redes de operadores diferentes ou em que essa desagregação seja relevante para imputação de encargos de acesso à rede.

17 – Adicionalmente, no respeitante a condições e prazos aplicáveis à disponibilização de dados para instalações em regime de autoconsumo, aplica-se o estabelecido no RAC.

SECÇÃO VI

Mobilidade elétrica

Artigo 108.º

Troca de dados entre os operadores da rede e a EGME

1 – A troca de dados entre os operadores da rede e a EGME destina-se, designadamente, à faturação dos encargos de acesso à rede, pelos respetivos operadores, e ao apuramento das carteiras de comercialização, pelo operador da RND.

2 – A responsabilidade pela disponibilização dos dados de medição relativos ao ponto de entrega da rede à rede de mobilidade elétrica é do operador de rede respetivo.

3 – A responsabilidade pela disponibilização dos dados de medição, individuais ou agregados, relativos aos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica é da EGME.

4 – Sem prejuízo do disposto no RME e nas regras técnicas aprovadas pela EGME, designadamente a Regra Técnica n.º 3/MOBI.E/2022, de 9 de março de 2022, respeitante ao modelo e formato dos dados trocados entre a EGME e os operadores de rede, na redação atual, os fluxos de informação respeitantes à mobilidade elétrica obedecem ao seguinte:

a) Em d+1, o respetivo operador da rede disponibiliza à EGME o consumo quarto-horário do ponto de ligação da rede à rede de mobilidade elétrica;

b) Até d+4, e com base na informação prevista na alínea anterior, a EGME disponibiliza ao respetivo operador da rede e ao operador da RND o consumo quarto-horário de mobilidade elétrica do ponto de entrega da rede, por comercializador do setor elétrico, desagregado por opção tarifária e por ciclo;

c) Até d+5, e com base na informação prevista na alínea anterior, o operador da RND disponibiliza a cada comercializador do setor elétrico:

i) O consumo quarto-horário agregado afeto à mobilidade elétrica;

ii) O consumo quarto-horário agregado do setor elétrico, para os pontos de entrega da rede à rede de mobilidade elétrica.

5 – Para os efeitos previstos no n.º 1 -, os dados de medição relativos ao ponto de entrega da rede à rede de mobilidade elétrica tornam-se definitivos depois do 30.º dia seguinte ao do carregamento.

CAPÍTULO VIII

Reporte de informação

Artigo 109.º

Reporte de informação

1 – Os operadores das redes de serviço público de transporte e de distribuição de energia elétrica que atuam em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores ou na Região Autónoma da Madeira devem enviar à ERSE, semestralmente e até ao final do mês seguinte ao semestre em causa, os indicadores estabelecidos nos pontos XVIII a XXII do anexo I.

2 – Os indicadores devem ser reportados com referência ao último dia do semestre a que respeitam, salvo quando a definição do indicador indique de modo diferente.

3 – O reporte pelos operadores de rede deve ser realizado em formato eletrónico.

4 – A ERSE pode emitir orientações e esclarecimentos sobre o cálculo dos indicadores, com vista a promover a sua aplicação harmonizada pelos vários operadores de rede.

5 – A periodicidade de envio estabelecida no n.º 1 – não assume carácter obrigatório para os operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, que podem, em alternativa, proceder ao envio anual.

CAPÍTULO IX

Regime transitório

SECÇÃO I

Instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente

SUBSECÇÃO I

Medição e leitura

Artigo 110.º

Características mínimas dos equipamentos de medição

Os equipamentos de medição das instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente devem ter as seguintes características mínimas:

a) Um ou três elementos de medição, respetivamente para equipamentos de medição monofásicos ou trifásicos;

b) Se forem do tipo estático, os equipamentos de medição devem estar equipados com:

i) Tarifa múltipla para medição de energia ativa;

ii) Porta ótica para a realização de trabalhos locais de programação ou de recolha de dados;

iii) Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, para execução das comutações tarifárias e mudança automática da hora legal;

iv) Sistema de alimentação de recurso que garanta o funcionamento do relógio de tempo real durante, pelo menos, três anos.

c) As seguintes funcionalidades de programação:

i) Ciclos horários previstos no RT;

ii) Discriminação do consumo em todos os períodos tarifários contratados;

iii) Data de fecho automático ou manual do período de faturação mensal;

iv) Data de mudança automática da hora legal.

Artigo 111.º

Equipamentos de medição inadequados à opção tarifária dos clientes

1 – Até que ocorra a devida adaptação ou substituição de equipamentos de medição inadequados à opção tarifária dos clientes nos termos previstos no RRC, aplicam-se as regras estabelecidas nos números seguintes.

2 – Nas instalações de clientes em BTN, exceto IP, o consumo agregado medido é distribuído pelos respetivos períodos horários da seguinte forma:

- a) Ponta: 16,6 %;
- b) Cheias: 41,7 %;
- c) Vazio: 41,7 %.

3 – Nas instalações de IP, o consumo agregado medido é distribuído pelos respetivos períodos horários da seguinte forma:

- a) Ponta: 6,1 %;
- b) Cheias: 27,2 %;
- c) Vazio normal: 32,7 %;
- d) Super vazio: 34,0 %

4 – A potência tomada de cada instalação de IP é estimada por aplicação dos respetivos perfis de consumo, como estabelecidos no Artigo 71.º, ao consumo distribuído por períodos horários nos termos do número anterior.

Artigo 112.º

Leitura

1 – As instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente e não integradas em sistemas de telecontagem devem ser objeto de leitura local pelo operador de rede respetivo.

2 – Para efeitos do número anterior, o operador de rede deve cumprir o padrão para o indicador previsto no RQS para o desempenho na frequência da leitura local de equipamentos de medição.

3 – Nas instalações de clientes em BTN sem equipamento de medição com desagregação quarto-horária dos registos, devem ser recolhidas leituras acumuladas por período horário.

4 – A realização de leitura extraordinária pelo operador de rede deve obedecer ao disposto no RRC.

5 – Quando não existam valores reais, os operadores de rede devem realizar estimativas de consumo.

6 – No caso de Portugal continental, os consumos devem ser perfilados com base no respetivo perfil, considerando o período horário, conforme parametrizado no equipamento de medição.

SUBSECÇÃO II

Disponibilização de dados

Artigo 113.º

Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados de consumo individuais pelos operadores de rede

As entidades destinatárias, o conteúdo e a periodicidade da disponibilização de dados de consumo individuais pelos operadores de rede deve obedecer ao estabelecido no ponto XV do anexo I.

SECÇÃO II

Instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária

SUBSECÇÃO I

Princípios gerais

Artigo 114.º

Princípios gerais

1 – Salvaguardadas as necessárias adaptações, as características mínimas dos equipamentos de medição das instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária devem obedecer ao disposto no Artigo 110.º

2 – A leitura das instalações de produção sem leitura diária deve realizar-se, no mínimo, mensalmente.

3 – Nas instalações de produção sem medição quarto-horária, devem ser recolhidas leituras acumuladas por período horário.

4 – A transição de instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária para regime remuneratório de mercado determina o cumprimento das regras aplicáveis às instalações de produção nesse regime, como estabelecidas na legislação e na regulamentação.

SUBSECÇÃO II

Regras para estimar valores de injeção na rede por instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária

Artigo 115.º

Princípios gerais

1 – Às instalações de produção de energia elétrica sem medição quarto-horária ou sem leitura diária não são aplicáveis estimativas de injeção na rede para efeitos de faturação.

2 – Salvaguardado o disposto no número anterior, podem ser utilizadas estimativas de injeção na rede para disponibilização de dados provisórios aos agregadores e para apuramento das carteiras de agregação.

3 – A estimativa de injeção quarto-horária é obtida a partir dos valores registados nos equipamentos de medição por período horário, ou, na ausência de leitura, do valor estimado mensal da produção, e do perfil aplicável.

4 – A inexistência de perfis específicos para dada tecnologia de produção determina que o valor agregado mensal, medido ou estimado, seja perfilado com base no diagrama quarto-horário de produção verificado no ano anterior para essa tecnologia.

Artigo 116.º

Estimativa da injeção quarto-horária

1 – Na presença de leitura, a estimativa de injeção quarto-horária de cada instalação de produção i pertencente à classe de instalações de produção α é calculada, para cada período quarto-horário

p pertencente ao período horário h , por aplicação do respetivo perfil de produção à produção real mensal acumulada por período horário, através da seguinte expressão:

$$P_{estimada_{i,\alpha,p}|p \in h} = PRM_{i,h} \Big|_{dia_{inicial}}^{dia_{final}} \times \frac{Perfil_{i,\alpha,p}}{\sum_{dia_{inicial}|p \in h}^{dia_{final}} Perfil_{i,\alpha,p}}$$

em que:

$P_{estimada_{i,\alpha,p} p \in h}$	Potência de injeção estimada para a instalação de produção i , da classe α , no período quarto-horário p pertencente ao período horário h
$PRM_{i,h} \Big _{dia_{inicial}}^{dia_{final}}$	Produção real mensal da instalação de produção i , registada no período horário h , acumulada entre o $dia_{inicial}$ e o dia_{final}
$Perfil_{i,\alpha,p}$	Valor do perfil aplicável à instalação de produção i , da classe α , no período quarto-horário p

2 – Na ausência de leitura, a estimativa de injeção quarto-horária de cada instalação de produção i pertencente a uma dada classe de instalações de produção α é calculada diariamente, para cada período quarto-horário p desse dia do mês m , por aplicação do respetivo perfil de produção à estimativa da produção média mensal da respetiva classe, através da seguinte expressão:

$$P_{estimada_{i,\alpha,p}} = PMM_{m-12}^{\alpha} \times \frac{Perfil_{i,\alpha,p,m}}{\sum_{p \in m} Perfil_{i,\alpha,p,m}}$$

em que:

$P_{estimada_{i,\alpha,p}}$	Potência de injeção estimada para a instalação de produção i , da classe α , no período quarto-horário p
PMM_{m-12}^{α}	Produção média mensal da instalação i , da classe α , no mês homólogo do ano anterior, calculada nos termos do artigo seguinte
$Perfil_{i,\alpha,p,m}$	Valor do perfil aplicável à instalação de produção i , da classe α , no período quarto-horário p do mês m

Artigo 117.º

Estimativa da produção média mensal

1 – A estimativa da produção média mensal é obtida para cada instalação de produção individual ou, em alternativa, para cada classe de instalações de produção, com base no valor médio de produção verificado no mês homólogo do ano anterior.

2 – O valor médio de produção verificado no mês homólogo do ano anterior é dado pelo quociente entre o somatório da energia produzida por cada instalação de produção no mês homólogo do ano anterior e o número médio de instalações de produção ativas nesse mês.

3 – A estimativa da produção média mensal, por classe de instalações de produção, deve ser publicada pelo operador da RND e pelos operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, nas suas páginas na internet, com uma antecedência mínima de três meses relativamente à data de aplicação.

4 – As classes de instalações de produção são aprovadas pela ERSE sob proposta dos operadores das redes.

5 – Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores de rede mencionados no n.º 3 – devem apresentar uma proposta à ERSE no prazo máximo de três meses após a entrada em vigor do presente Guia.

Artigo 118.º**Produção estimada agregada quarto-horária**

A produção estimada agregada quarto-horária das instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária é dada pela expressão seguinte:

$$PEA_i = \sum_{\alpha} \sum_i P_{estimada_{i\alpha,p}}$$

em que:

PEA_i – Produção estimada agregada quarto-horária, correspondente à energia ativa produzida pelas instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária, no período quarto-horário i

SUBSECÇÃO III**Disponibilização de dados****Artigo 119.º****Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados de injeção na rede pelos operadores de rede**

1 – As entidades destinatárias, o conteúdo e a periodicidade da disponibilização de dados de injeção na rede devem obedecer, respetivamente:

- a) Ao estabelecido no ponto XVI do anexo I, no caso de dados individuais;
- b) Ao estabelecido no ponto XVII do anexo I, no caso de dados agregados.

CAPÍTULO X**Disposições finais****Artigo 120.º****Projetos-piloto**

1 – Consideram-se projetos-piloto os projetos de investigação ou de demonstração, aprovados pela ERSE, que visem testar a viabilidade técnica e económica e a aplicabilidade de práticas e tecnologias inovadoras, incluindo propostas de desenvolvimento legal e regulamentar.

2 – A aprovação, implementação, monitorização e divulgação de projetos-piloto ao abrigo do presente Guia obedece ao estabelecido no RRC.

Artigo 121.º**Grupos de trabalho**

1 – Tendo por objetivo contribuir para a identificação de oportunidades de evolução do quadro regulamentar no âmbito das atividades de medição, leitura e disponibilização de dados, a ERSE pode constituir grupos de trabalho, definindo os seus objetivos, duração expectável e constituição.

2 – A participação nos grupos de trabalho é realizada a convite e a título gracioso, não sendo devido o pagamento de qualquer remuneração, compensação, contrapartida ou senha de presença pelo trabalho desenvolvido neste âmbito.

Artigo 122.º

Informação a enviar à ERSE

1 – Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE pelos sujeitos intervenientes nos termos do presente Guia deve ser apresentada em formato eletrónico.

2 – Os sujeitos intervenientes devem indicar à ERSE, em formato eletrónico, a localização exata nas suas páginas na internet de todas as informações e de todos os documentos e elementos que, nos termos do presente Guia, devam ser publicitados.

3 – A informação prevista no número anterior deve ser remetida com periodicidade anual e adicionalmente no prazo de 10 dias contados de qualquer alteração realizada, sem prejuízo dos prazos e formatos previstos regulamentarmente para as respetivas obrigações de reporte, prestação e disponibilização de informação.

4 – Para efeitos do disposto no n.º 2 -, o primeiro reporte de informação deve ser efetuado no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente Guia.

Artigo 123.º

Forma dos atos da ERSE

As deliberações da ERSE aprovadas no âmbito do presente Guia revestem a forma de diretiva.

Artigo 124.º

Documentos complementares

1 – As matérias abrangidas pelo presente Guia que assumem natureza procedimental ou elevado detalhe técnico podem ser objeto de desenvolvimento em documentos complementares.

2 – Cabe aos operadores das redes propor novos documentos complementares e a atualização dos existentes, por iniciativa própria, por indicação da ERSE ou a pedido de qualquer interessado, desde que devidamente fundamentado.

3 – Caso o pedido devidamente fundamentado do interessado não seja acolhido pelos operadores das redes e este pretenda mantê-lo, pode o mesmo interessado remeter o referido pedido à ERSE, juntamente com a resposta dos operadores das redes, para que a ERSE decida sobre a necessidade de criação ou de atualização dos documentos complementares.

4 – Os documentos complementares resultam, sempre que possível, de proposta conjunta dos operadores das redes, sem prejuízo da salvaguarda de eventuais especificidades existentes.

5 – Para efeitos do disposto no n.º 2 -, as propostas são precedidas de consulta de interessados, promovida pelos operadores das redes, garantindo um prazo de pronúncia mínimo de 30 dias.

6 – No âmbito da consulta prevista no número anterior, os operadores das redes elaboram um documento de resposta aos comentários recebidos.

7 – Os documentos complementares são enviados à ERSE e publicados pelos operadores das redes, juntamente com os documentos de resposta aos comentários recebidos na consulta a interessados, em local próprio e acessível nas respetivas páginas na internet.

8 – O disposto nos números anteriores aplica-se igualmente à extinção de documentos complementares.

9 – O prazo de entrada em vigor dos documentos complementares não pode ser inferior a 30 dias a contar da data de publicação nas páginas na internet dos operadores das redes.

10 – Cabe aos operadores das redes garantir a acessibilidade e a manutenção do histórico de documentos complementares.

11 – Os documentos complementares estão, ainda, sujeitos ao cumprimento das seguintes regras:

- a) São organizados por assuntos e identificados com um título e número sequencial;
- b) Identificam as datas de publicação e de entrada em vigor;
- c) Identificam as partes consultadas;
- d) Identificam o número da versão atual e das versões anteriores;
- e) Identificam as normas de referência, documentos de boas práticas, entre outros, quando aplicável.

12 – Os operadores das redes enviam à ERSE, em formato eletrónico, e no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do presente Guia, a localização exata nas suas páginas na internet de todos os documentos complementares em vigor.

Artigo 125.º

Recomendações e orientações da ERSE

1 – Sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações e orientações aos agentes sujeitos à sua regulação, no sentido de serem adotadas ações consideradas adequadas ao cumprimento dos princípios e regras consagrados nos Regulamentos cuja aprovação e verificação integram as competências da ERSE.

2 – As recomendações visam transmitir a perspetiva da ERSE sobre boas práticas a adotar no âmbito dos mercados.

3 – As recomendações da ERSE não são vinculativas para os operadores, comercializadores e demais agentes de mercado visados, mas o não acolhimento das mesmas implica o dever de enviar à ERSE as informações e os elementos que em seu entender justificam a inobservância das recomendações emitidas ou a demonstração das diligências realizadas com vista à atuação recomendada ou ainda, sendo esse o caso, de outras ações que considerem mais adequadas à prossecução do objetivo da recomendação formulada.

4 – As entidades destinatárias das recomendações da ERSE divulgam publicamente, nomeadamente através das suas páginas na internet, as ações adotadas para a implementação das medidas recomendadas ou as razões que no seu entender fundamentam a inobservância das recomendações emitidas.

5 – As orientações genéricas visam a adoção pelos destinatários de ações consideradas pela ERSE como adequadas ao cumprimento dos princípios e regras legais e regulamentares consagrados, que serão tidos em conta na atividade de supervisão.

Artigo 126.º

Auditorias de verificação do cumprimento regulamentar

1 – As entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente Guia devem recorrer a mecanismos de auditoria sempre que previsto regulamentarmente ou que seja determinado pela ERSE, para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.

2 – O conteúdo e os termos de referência das auditorias e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela realização das auditorias são aprovados pela ERSE, na sequência de proposta das entidades responsáveis pela promoção das auditorias.

Artigo 127.º

Prazos

1 – Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente Guia que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 – Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos gerais previstos no Código Civil.

3 – Os prazos de natureza administrativa fixados no presente Guia que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 128.º

Regime sancionatório

1 – A violação das disposições estabelecidas no presente Guia constitui contraordenação punível, nos termos do Regime Sancionatório do Setor Energético.

2 – Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente Guia, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada em processo de contraordenação, nos termos do Regime Sancionatório do Setor Energético.

Artigo 129.º

Norma revogatória

São revogadas:

a) A Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, que aprovou o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental;

b) A Diretiva n.º 11/2016, de 9 de junho, que estabelece procedimentos previstos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor Elétrico;

c) A Diretiva n.º 2/2024, de 16 de janeiro, que aprovou a metodologia para estimação de perfis de consumo e de injeção na rede elétrica;

d) A Diretiva n.º 3/2024, de 16 de janeiro, que aprovou as regras de apuramento e imputação do fator de adequação;

e) A Diretiva n.º 4/2024, de 16 de janeiro, retificada pela Declaração de Retificação n.º 100/2024, de 7 de fevereiro, que aprovou a metodologia de construção de perfis de perdas na rede de transporte do setor elétrico;

f) A Diretiva n.º 7/2024, de 16 de janeiro, retificada pela Declaração de Retificação n.º 112/2024, de 8 de fevereiro, que aprovou a metodologia de construção de perfis de perdas nas redes de distribuição do setor elétrico;

g) A Instrução n.º 1/2018, de 22 de junho, dirigida aos operadores de rede de distribuição de electricidade, relativa a incumprimento de periodicidade de leitura.

Artigo 130.º

Entrada em vigor e produção de efeitos

1 – O presente Guia entra em vigor 30 dias após a sua publicação no *Diário da República*, produzindo efeitos a partir da mesma data.

2 – Sem prejuízo do disposto no número anterior:

a) O primeiro envio da caracterização da disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais prevista no n.º 4 – do Artigo 6.º deve ser efetuado até 15 de maio de 2026;

b) Os operadores de rede devem implementar o disposto no n.º 11 – do Artigo 33.º e o disposto na parte final do Artigo 37.º até 11 meses após a entrada em vigor do presente Guia;

c) A regra prevista na alínea b) do n.º 3 – do Artigo 42.º produz efeitos a partir de 1 de janeiro de 2026.

d) O primeiro envio do relatório previsto no n.º 9 – do Artigo 55.º deve ser efetuado até 15 de maio de 2026;

e) A primeira publicação pelo operador da RND dos valores dos perfis estabelecidos na alínea d) do n.º 1 – do Artigo 73.º deve ser efetuada até ao dia 15 de dezembro de 2025, para aplicação em 2026;

f) O primeiro envio do estudo previsto no Artigo 76.º deve ser efetuado até 15 de maio de 2027;

g) O primeiro envio da caracterização prevista no n.º 9 – do Artigo 102.º deve ser efetuado até 15 de maio de 2026;

h) O primeiro envio da caracterização prevista no n.º 12 – do Artigo 106.º deve ser efetuado até 15 de maio de 2026;

i) O primeiro reporte de informação ao abrigo do Artigo 109.º deve ser efetuado até 31 de julho de 2026, com referência ao primeiro semestre de 2026.

j) A disponibilização de dados individuais e agregados de injeção na rede, pelo operador da RND ao gestor global do SEN, produz efeitos no prazo de 5 meses após a entrada em vigor do presente Guia.

31 de julho de 2025. – O Conselho de Administração: Pedro Verdelho, presidente – Ricardo Loureiro, vogal – Isabel Apolinário, vogal.

ANEXO

Parâmetros do Guia

Classes de exatidão dos equipamentos de medição

Nível de Tensão	Potência requisitada [MVA]	Classes de exatidão		
		Transformadores de medida	Contadores de energia ativa	Contadores de energia reativa
MAT	–	0,2	0,2S	0,5
AT e MT	$S \geq 50$	0,2	0,2S	0,5
	$10 \leq S < 50$	0,2	0,2S	1,0
	$0,630 < S < 10$	0,5	0,5S/C ⁽²⁾	1,0
	$S \leq 0,630$ ⁽¹⁾	1,0	1,0/B ⁽²⁾	2,0
BT	$S > 0,0414$	1,0	1,0/B ⁽²⁾	2,0
	$S \leq 0,0414$	–	1,0 ⁽³⁾ /B ⁽²⁾	–

⁽¹⁾ Para contagem efetuada na BT. Se a contagem for efetuada na MT, aplicam-se os valores correspondentes ao escalão de potência requisitada acima de 630 kVA.

⁽²⁾ Aplicação da Norma EN 50470-3.

⁽³⁾ Aplicável a partir de janeiro de 2025. Até essa data a classe de exatidão aplicável era 2,0.

Ações de verificação

Tipo	Ensaios a realizar	Detalhe dos ensaios
<p>Tipo 1</p> <p>(Inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação fora de serviço, desde os primários dos transformadores de medida até à UCT. Esta ação de verificação inclui a medição das cargas dos transformadores de medida, a medição das quedas de tensão nos circuitos de tensão, a verificação da conformidade das ligações através da injeção de grandezas nos primários dos transformadores de medida, o ensaio de exatidão do contador incluindo o respetivo totalizador, o ensaio à telecontagem entre o ponto de medição e a UCT e a verificação da conformidade dos componentes utilizados)</p>	<p>Ensaio de medida do contador</p>	<p>A qualidade das medidas do contador é verificada, através de contador padrão, no local da instalação, de forma a comprovar que o aparelho não foi danificado durante o transporte ou a montagem. O ensaio é realizado à frequência de 50 Hz, em regime trifásico equilibrado, sendo as respetivas grandezas geradas por fonte externa. A incerteza associada à medição do erro do contador deve ser igual ou inferior a um terço do erro especificado na norma de ensaio aplicável.</p>
	<p>Verificação das ligações dos circuitos de contagem a partir dos primários dos transformadores de medida</p>	<p>Os cabos, ligações e apertos dos terminais existentes desde os primários dos transformadores de medida até aos contadores devem ser verificados, confirmando a sua correta ligação e comprovando os requisitos constantes no Guia. Esta verificação deve permitir concluir sobre a sequência de fases que é aplicada ao contador e identificar as fases das tensões e das correntes nas fichas de ensaio ou terminais seccionáveis.</p>
	<p>Verificação da parametrização das relações de transformação</p>	<p>As relações de transformação efetivamente existentes nos transformadores de medida devem ser verificadas por intermédio de injeção de corrente ou tensão nos primários e comparadas com os parâmetros dos contadores. Caso não sejam concordantes, deve ser efetuada a reparação sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.</p>
	<p>Verificação das cargas e quedas de tensão nos circuitos secundários</p>	<p>As cargas dos circuitos secundários devem ser medidas através da injeção de corrente e tensão nos terminais secundários dos transformadores de medida, com todos os elementos constituintes dos circuitos de medição inseridos. No caso de existirem circuitos de tensão secundários não afetos à contagem, devem ser medidas individualmente a carga total dos circuitos e a carga afeta ao circuito de contagem. A queda de tensão entre os terminais do secundário do transformador de tensão e o contador deve ser medida e verificada. A carga dos circuitos de medida, dedicados à contagem de energia elétrica, dos transformadores de medida deve ser medida e verificada.</p>
	<p>Verificação e validação das parametrizações dos contadores através de ensaio de telecontagem</p>	<p>A verificação e validação das parametrizações é efetuada simulando uma situação de exploração normal de trânsito de energia elétrica durante alguns minutos e posterior comparação com os valores registados no contador e na UCT.</p>
	<p>Verificação e validação das comunicações através de ensaio de acesso remoto</p>	<p>A operacionalidade do suporte físico para as comunicações de telecontagem entre a UCT e o contador é verificada e testada durante o ensaio de telecontagem.</p>



Tipo	Ensaios a realizar	Detalhe dos ensaios
<p>Tipo 2</p> <p>(Inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação preferencialmente fora de serviço, a verificação e confirmação das relações de transformação dos transformadores de medida e respetiva parametrização do contador, o ensaio de exatidão ao contador através da injeção de grandezas elétricas com fonte externa incluindo os registos de ponta e totalizador, o ensaio de telecontagem entre o ponto de medição e a UCT, bem como a verificação da conformidade da cadeia de medição)</p>	<p>Ensaio de medida do contador</p>	<p>A qualidade das medidas do contador é verificada, através de contador padrão, no local da instalação, de forma a comprovar que o aparelho não foi danificado durante o transporte ou a montagem. O ensaio é realizado à frequência de 50 Hz, em regime trifásico equilibrado, sendo as respetivas grandezas geradas por fonte externa. A incerteza associada à medição do erro do contador deve ser igual ou inferior a um terço do erro especificado na norma de ensaio aplicável. Caso não seja possível retirar a instalação de serviço, deve ser obtido o erro do contador, em energia ativa e reativa, em comparação com o contador padrão, nas condições de exploração da instalação.</p>
	<p>Verificação da conformidade das ligações dos transformadores de medida ao contador</p>	<p>A verificação da conformidade das ligações dos transformadores de medida ao contador deve ser executada recorrendo à inspeção visual e à análise vetorial das grandezas elétricas, nas fichas ou terminais seccionáveis de ensaio.</p>
	<p>Verificação da parametrização das relações de transformação</p>	<p>As relações de transformação efetivamente existentes nos transformadores de medida devem ser verificadas e comparadas com os parâmetros dos contadores. Caso não sejam concordantes, deve ser efetuada a reparametrização sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento. Se a visualização não for conclusiva e caso não seja possível retirar a instalação de serviço, as relações de transformação devem ser verificadas nas condições de exploração.</p>
	<p>Verificação e validação das parametrizações dos contadores através de ensaio de telecontagem</p>	<p>A verificação e validação das parametrizações é efetuada simulando uma situação de exploração normal de trânsito de energia elétrica durante alguns minutos e posterior comparação com os valores registados no contador e na UCT. Caso não seja possível retirar a instalação de serviço, as medições são efetuadas nas condições de exploração da instalação.</p>
	<p>Verificação e validação das comunicações através de ensaio de acesso remoto</p>	<p>A operacionalidade do suporte físico para as comunicações de telecontagem entre a UCT e o contador é verificada e testada durante o ensaio de telecontagem.</p>
<p>Tipo 3</p> <p>(Inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação em serviço, sendo a conformidade a montante do contador verificada a partir da análise do respetivo diagrama vetorial e o contador ensaiado apenas nas condições de exploração)</p>	<p>Ensaio de medida do contador</p>	<p>Deve ser obtido o erro do contador, em energia ativa e reativa, nas condições de exploração da instalação.</p>
	<p>Verificação da conformidade das ligações dos transformadores de medida ao contador</p>	<p>A verificação da conformidade das ligações dos transformadores de medida ao contador deve ser executada recorrendo à inspeção visual e à análise vetorial das grandezas elétricas, nas fichas ou terminais seccionáveis de ensaio.</p>

Tipo	Ensaios a realizar	Detalhe dos ensaios
	Verificação da parametrização das relações de transformação	As relações de transformação efetivamente existentes nos transformadores de medida devem ser verificadas e comparadas com os parâmetros dos contadores. Caso não sejam concordantes, deve ser efetuada a reparametrização sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.
	Verificação e validação das parametrizações dos contadores através de ensaio de telecontagem	A verificação e validação das parametrizações dos contadores é efetuada recorrendo ao registo de energia elétrica durante um determinado período de tempo numa situação de exploração normal e posterior comparação com os valores registados no contador e na UCT.
	Verificação e validação das comunicações através de ensaio de acesso remoto	A operacionalidade do suporte físico para as comunicações de telecontagem entre a UCT e o contador é verificada e testada durante o ensaio de telecontagem.
<p>Tipo 4</p> <p>(Inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação em serviço)</p>	Erro do contador	Considera-se o erro do contador que consta do seu relatório de ensaios
	Verificação da conformidade das ligações ao contador	A verificação da conformidade das ligações diretas ou entre os transformadores de corrente (caso existam) e o contador, bem como entre o contador e o DCP (caso exista), deve ser efetuada com base na recolha das características dos equipamentos, nas medidas obtidas e na análise das condições de funcionamento da instalação.
	Verificação da parametrização das relações de transformação	As relações de transformação dos transformadores de corrente (quando existam) devem ser verificadas e comparadas com os parâmetros existentes nos contadores. Caso não sejam concordantes, deve ser efetuada a reparametrização sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.
	Verificação e validação das parametrizações dos contadores	Deve ser efetuada a verificação e validação das parametrizações do contador. No caso do equipamento de medição se encontrar integrado no sistema de telecontagem, a verificação e validação das parametrizações dos contadores devem ser efetuadas recorrendo ao registo de energia elétrica durante um determinado período de tempo numa situação de exploração normal e posterior comparação com os valores registados no contador e na UCT.
	Verificação e validação das comunicações	A operacionalidade do suporte físico para as comunicações de telecontagem entre a UCT e o contador é verificada e testada durante o ensaio de telecontagem.
	Desvio do relógio do contador	Para os equipamentos de medição multi-tarifa, deve ser efetuada a verificação do desvio do relógio e, se necessária, a sua correção de acordo com o estabelecido no Guia.

Periodicidade da verificação periódica

Nível de Tensão	Potência instalada [MVA]	Periodicidade [anos]
MAT	–	3
AT ou MT	$S \geq 5$	5
	$1 < S < 5$	10
	$S \leq 1$	12
BT	–	12

Tipologia dos dispositivos controladores de potência

Monofásico			Trifásico		
Disjuntor	Corrente nominal [A]	Potência contratada [kVA]	Disjuntor	Corrente nominal [A]	Potência contratada [kVA]
5	5	1,15	10-15-20-25-30	10	6,90
10-15-20-25-30	10	2,30		15	10,35
	15	3,45		20	13,80
	20	4,60		25	17,25
	25	5,75		30	20,70
30-45-60	30	6,90		30-40-50-60	30
	30	6,90	40		27,60
	45	10,35	50		34,50
	60	13,80	60		41,40

Perdas no ferro dos transformadores de potência, por nível de tensão do enrolamento primário e potência nominal do transformador

Nível de Tensão [kV]	Potência nominal [kVA]	Perdas [kW]	Nível de Tensão [kV]	Potência nominal [kVA]	Perdas [kW]	Nível de Tensão [kV]	Potência nominal [kVA]	Perdas [kW]
≤ 10	25	0,175	15	25	0,175	30	25	0,175
≤ 10	50	0,190	15	50	0,190	30	50	0,230
≤ 10	63	0,225	15	63	0,225	30	63	0,275
≤ 10	100	0,320	15	100	0,320	30	100	0,380
≤ 10	125	0,375	15	125	0,375	30	125	0,425
≤ 10	160	0,460	15	160	0,460	30	160	0,520
≤ 10	200	0,525	15	200	0,525	30	200	0,625
≤ 10	250	0,650	15	250	0,650	30	250	0,780
≤ 10	315	0,750	15	315	0,750	30	315	0,875
≤ 10	400	0,930	15	400	0,930	30	400	1,120
≤ 10	500	1,075	15	500	1,075	30	500	1,275
≤ 10	630	1,250	15	630	1,250	30	630	1,450



Nível de Tensão [kV]	Potência nominal [kVA]	Perdas [kW]	Nível de Tensão [kV]	Potência nominal [kVA]	Perdas [kW]	Nível de Tensão [kV]	Potência nominal [kVA]	Perdas [kW]
≤ 10	800	1,500	15	800	1,500	30	800	1,750
≤ 10	1000	1,700	15	1000	1,700	30	1000	2,000

Coefficientes de perdas no cobre dos enrolamentos dos transformadores de potência, por nível de tensão do enrolamento primário, potência nominal do transformador e fator de carga

Nível de Tensão [kV]	Potência nominal [kVA]	Coeficiente de perdas [%]			
		Fator de carga			
		< 25 %	≥ 25 % e < 50 %	≥ 50 % e < 75 %	≥ 75 %
≤10 e 15	50	0,18	0,70	1,58	2,81
	100	0,12	0,47	1,06	1,89
	160	0,10	0,40	0,89	1,58
	250	0,09	0,35	0,79	1,40
	400	0,08	0,31	0,70	1,24
	500	0,08	0,30	0,68	1,20
	630	0,07	0,28	0,63	1,11
30	50	0,23	0,91	2,04	3,62
	100	0,13	0,54	1,21	2,16
	160	0,11	0,43	0,97	1,72
	250	0,10	0,39	0,87	1,55
	400	0,09	0,34	0,77	1,36
	630	0,07	0,28	0,64	1,14
>30	–	1,00			

Fatores de perdas corrigidos

$m \setminus i$	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
1	$Y_p \times A_1$	$Y_c \times A_1$	$Y_v \times A_1$	$Y_{sv} \times A_1$
2	$Y_p \times A_2$	$Y_c \times A_2$	$Y_v \times A_2$	$Y_{sv} \times A_2$
3	$Y_p \times A_3$	$Y_c \times A_3$	$Y_v \times A_3$	$Y_{sv} \times A_3$
4	$Y_p \times A_4$	$Y_c \times A_4$	$Y_v \times A_4$	$Y_{sv} \times A_4$
5	$Y_p \times A_5$	$Y_c \times A_5$	$Y_v \times A_5$	$Y_{sv} \times A_5$
6	$Y_p \times A_6$	$Y_c \times A_6$	$Y_v \times A_6$	$Y_{sv} \times A_6$
7	$Y_p \times A_7$	$Y_c \times A_7$	$Y_v \times A_7$	$Y_{sv} \times A_7$
8	$Y_p \times A_8$	$Y_c \times A_8$	$Y_v \times A_8$	$Y_{sv} \times A_8$
9	$Y_p \times A_9$	$Y_c \times A_9$	$Y_v \times A_9$	$Y_{sv} \times A_9$

$m \setminus i$	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
10	$Y_P \times A_{10}$	$Y_C \times A_{10}$	$Y_V \times A_{10}$	$Y_{SV} \times A_{10}$
11	$Y_P \times A_{11}$	$Y_C \times A_{11}$	$Y_V \times A_{11}$	$Y_{SV} \times A_{11}$
12	$Y_P \times A_{12}$	$Y_C \times A_{12}$	$Y_V \times A_{12}$	$Y_{SV} \times A_{12}$

Dados individuais de consumo a partir da rede

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Diagrama de carga diário (*)	Diagrama de carga diário de energia ativa e reativa, por instalação (MAT, AT, MT, BTE e BTN em rede inteligente, no caso da ativa, MAT, AT, MT e BTE, no caso da reativa). Resulta do saldo quarto-horário entre o consumo a partir da rede e a injeção na rede.	Titulares das instalações Comercializadores Partes elegíveis autorizadas	Diária, no dia seguinte ao do consumo (d+1)
Diagrama de carga mensal (*) (**)	Diagrama de carga mensal de energia ativa e reativa, por instalação (MAT, AT, MT, BTE e BTN em rede inteligente, no caso da ativa, MAT, AT, MT e BTE, no caso da reativa). Resulta do saldo quarto-horário entre o consumo a partir da rede e a injeção na rede.	Comercializadores	Mensal, no mês seguinte ao do consumo (m+1)
Leitura diária acumulada	Consumo diário de energia ativa e reativa, acumulado por período horário. Resulta do saldo entre o consumo a partir da rede e a injeção na rede.	Titulares das instalações Comercializadores Partes elegíveis autorizadas	Diária, no dia seguinte ao do consumo (d+1)
Consumo mensal acumulado	Consumo mensal de energia ativa e reativa, acumulado por período horário, considerado na faturação dos encargos de acesso às redes.	Comercializadores	Mensal, no momento da faturação dos encargos de acesso às redes

(*) Os diagramas de carga a disponibilizar relativos a instalações de consumo participantes em autoconsumo incluem os dados previstos no Artigo 107.º

(**) No caso das instalações de BTN em rede inteligente, a disponibilização mensal de diagrama de carga individual pode ocorrer ao longo do mês em causa, desde que assegure que as correções de dados individuais ocorridas durante esse período e relativas ao mês M são disponibilizadas ao comercializador até ao prazo de disponibilização mensal. Nesta circunstância, caso os dados individuais do diagrama de carga diário não tenham correção, não terão de ser novamente disponibilizados ao comercializador.

Dados agregados de consumo a partir da rede

Os seguintes dados agregados de consumo devem ser disponibilizados pelo operador da RND, nos termos indicados.

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Consumo discriminado agregado provisório, ajustado para perdas e adequado	Consumo discriminado agregado provisório, ajustado para perdas e adequado, por carteira de comercialização	Gestor global do SEN Comercializadores (*)	Diária, no dia seguinte ao do consumo (d+1) Mensal, no primeiro e terceiro meses seguintes ao do consumo (m+1 e m+3)
Consumo discriminado agregado provisório	Consumo discriminado agregado provisório da respetiva carteira de comercialização, por nível de tensão e por perfil	Comercializadores	

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Consumo discriminado agregado definitivo, ajustado para perdas e adequado	Consumo discriminado agregado definitivo, ajustado para perdas e adequado, por carteira de comercialização	Gestor global do SEN Comercializadores (*)	Mensal, no sexto mês seguinte ao do consumo (m+6)
Consumo discriminado agregado definitivo	Consumo discriminado agregado definitivo da respetiva carteira de comercialização, por nível de tensão e por perfil	Comercializadores	

(*) Os dados a disponibilizar aos comercializadores correspondem apenas à respetiva carteira de comercialização.

Dados individuais de injeção na rede

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Diagrama diário	Diagrama diário de injeção de energia ativa e reativa, com desagregação quarto-horária, por instalação. Resulta do saldo quarto-horário entre a injeção na rede e o consumo a partir da rede.	Titulares das instalações Gestor global do SEN Agregadores Partes elegíveis autorizadas	Diária, no dia seguinte ao da injeção (d+1)
Leitura diária acumulada	Valores diários de injeção na rede de energia ativa e reativa, acumulado por período horário, por instalação. Resulta do saldo quarto-horário entre a injeção na rede e o consumo a partir da rede.	Titulares das instalações Agregadores Partes elegíveis autorizadas	Diária, no dia seguinte ao da injeção (d+1)

Dados agregados de injeção na rede

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Diagrama agregado	Diagrama de injeção, com desagregação quarto-horária, por carteira de agregação	Gestor global do SEN Agregadores (*)	Diária, no dia seguinte ao da injeção (d+1) Mensal, no primeiro, terceiro e sexto meses seguintes ao da injeção (m+1, m+3 e m+6)

(*) Os dados a disponibilizar aos agregadores correspondem apenas à respetiva carteira de agregação.

Dados individuais de pontos de medição internos

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Diagrama diário	Diagrama diário de energia ativa e reativa, com desagregação quarto-horária, por ponto de medição interno. Resulta do saldo quarto-horário entre ambos os sentidos.	Titulares das instalações Comercializadores Agregadores Partes elegíveis autorizadas	Diária (d+1)

Dados agregados de consumo a partir da rede nas redes de distribuição exclusivamente em BT

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Consumo discriminado agregado provisório, ajustado para perdas	Consumo discriminado agregado provisório, ajustado para perdas na rede de BT, por carteira de comercialização e por posto de transformação MT/BT	Operador da RND	Diária (d+1) Mensal, no primeiro e terceiro meses seguintes ao do consumo (m+1 e m+3)
Consumo discriminado agregado definitivo, ajustado para perdas	Consumo discriminado agregado definitivo, ajustado para perdas na rede de BT, por carteira de comercialização e por posto de transformação MT/BT	Operador da RND	Mensal, no sexto mês seguinte ao do consumo (m+6)

Dados agregados de injeção nas redes de distribuição exclusivamente em BT

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Diagrama agregado	Diagrama de injeção, com desagregação quarto-horária, por carteira de agregação e por posto de transformação MT/BT	Operador da RND	Diária, no dia seguinte ao da injeção (d+1) Mensal, no primeiro, terceiro e sexto meses seguintes ao da injeção (m+1, m+3 e m+6)

Dados individuais de consumo a partir da rede de instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Leitura	Leitura acumulada de energia ativa	Titulares das instalações Comercializadores Partes elegíveis autorizadas	24 horas após processamento da leitura
Consumo mensal acumulado	Consumo mensal de energia ativa considerado na faturação dos encargos de acesso às redes	Comercializadores	Mensal, no momento da faturação dos encargos de acesso às redes

Dados individuais de injeção na rede por instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Leitura	Leitura acumulada de energia ativa	Titulares das instalações Agregador de último recurso Partes elegíveis autorizadas	24 horas após processamento da leitura

Dados agregados de injeção na rede por instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Diagrama da carteira de agregação de último recurso	Diagrama de injeção de energia ativa da carteira do agregador de último recurso, com desagregação quarto-horária	Gestor global do SEN Agregador de último recurso	Diária, no dia seguinte ao da injeção (d+1) Mensal, no primeiro, terceiro e sexto meses seguintes ao da injeção (m+1, m+3 e m+6)

Indicadores relativos a medição

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
A1 – Pontos de medição	Número de pontos de medição existentes, com o nível de desagregação estabelecido no Artigo 7.º, n.ºs 1 -e 2 -		Por tipo de instalação (consumo, produção ou armazenamento) e por nível de tensão/tipo de fornecimento	Todos os operadores de rede
A2 – Pontos de medição internos	Número de instalações com pontos de medição internos		Por tipo de medição interna (duplo equipamento de medição ou especial complexidade) e por nível de tensão	Todos os operadores de rede
A3 – Pontos de entrega sem medição	Número de pontos de entrega em BTN sem equipamento de medição ("avenças"), nos termos do n.º 3 do artigo 183.º do RRC			Todos os operadores de rede de distribuição em BT
A4 – Avarias	Taxa de avaria semestral dos equipamentos de medição do operador de rede	%	Por nível de tensão /tipo de fornecimento	Todos os operadores de rede
A5 – Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento	Número de pontos de entrega com medição a tensão diferente da tensão de fornecimento		Por nível de tensão	Operador da RND e operadores de rede das regiões autónomas
A6 – Boletins de ensaios	Percentagem de instalações com medição a tensão diferente da tensão de fornecimento cujos boletins de ensaios foram entregues ao operador	%		Operador da RND e operadores de rede das regiões autónomas
A7 – Medição a tensão diferente da tensão de ligação	Número de instalações com medição a tensão diferente da tensão de ligação		Por tipo de instalação (produção ou armazenamento)	Operador da RND
A8 – Instalações de produção sem medição quarto-horária	Número de instalações de produção sem medição quarto-horária			Operador da RND e operadores de rede de distribuição em BT

Indicadores relativos a integração em rede inteligente

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
B1 – Instalações em BT integradas em rede inteligente	Percentagem de instalações em BT integradas em rede inteligente	%	Por tipo de instalação (consumo, produção ou armazenamento), por tipo de fornecimento e, no caso das regiões autónomas, por ilha	Operadores de rede de distribuição em BT

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
B2 – Tecnologia de comunicações	Percentagem de instalações em BT integradas em rede inteligente, por tecnologia de comunicações (PLC, GPRS, etc.)	%	Por tipo de instalação (consumo, produção ou armazenamento) e por tipo de fornecimento	Operadores de rede de distribuição em BT

Indicadores relativos a leitura dos equipamentos de medição

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
C1 – Taxa de sucesso da leitura remota de valores acumulados	Percentagem de leitura remota com sucesso de valores acumulados, em d+1, em d+3 e em d+30	%		Operadores de rede de distribuição em BT
C2 – Taxa de sucesso da leitura remota de valores desagregados	Percentagem de leitura remota com sucesso de valores desagregados (diagramas quarto-horários), em d+1, em d+3 e em d+30	%	Por nível de tensão e de fornecimento	Todos os operadores de rede
C3 – Instalações de produção sem leitura diária	Número de instalações de produção sem leitura diária			Operador da RND e operadores de rede de distribuição em BT

Indicadores relativos a anomalias

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
D1 – Número de anomalias por instalação	Quociente entre o número de anomalias de medição e leitura e o número de instalações dos utilizadores de rede		Por nível de tensão/fornecimento e com a seguinte desagregação: medição, leitura, não tipificadas	Todos os operadores de rede
D2 – Percentagem de instalações em anomalia	Percentagem de instalações em anomalia, em d+1 e em d+30	%	Por tipo de instalação (consumo, produção ou armazenamento) e por nível de tensão/fornecimento	Todos os operadores de rede

Indicadores relativos a disponibilização de dados

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
E1 – Disponibilização de diagramas de carga	Tempo médio de disponibilização de diagramas de carga ao utilizador da rede, medido em relação ao final do dia d	horas	Por nível de tensão/fornecimento	Todos os operadores de rede
E2 – Correções aos diagramas de carga	Percentagem de diagramas de carga objeto de correção posterior face ao total de diagramas de carga iniciais disponibilizados	%	Por nível de tensão/fornecimento	Todos os operadores de rede
E3 – Energia corrigida em diagramas de carga	Percentagem de energia corrigida nos diagramas de carga face ao total de energia dos diagramas de carga iniciais disponibilizados	%	Por nível de tensão/fornecimento	Todos os operadores de rede



Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
E4 – Número de utilizadores ativos	Número de utilizadores ativos na plataforma eletrónica de dados			Operador da RND e operadores de rede de distribuição em BT
E5 – Taxa de disponibilidade da plataforma	Percentagem de dias em que a plataforma eletrónica de dados esteve disponível	%		Operador da RND e operadores de rede de distribuição em BT

319402776