

**GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE
DADOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL
CONTINENTAL**

23 de Dezembro de 2011

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

CAPÍTULO I OBJECTO E DISPOSIÇÕES GERAIS.....	1
1 Objeto	1
2 Âmbito de aplicação	2
3 Pontos de medição de energia elétrica	3
4 Documentos complementares.....	3
5 Siglas	4
6 Definições	6
CAPÍTULO II DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA	11
7 Sistema de contagem com leitura remota.....	11
8 Sistema de contagem com leitura local	13
9 Disponibilização de dados.....	14
CAPÍTULO III MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	17
Secção I – Fornecimento e instalação de equipamentos de medição	17
10 Fornecimento e instalação de equipamentos de medição.....	17
11 Instalações de clientes finais com duplo equipamento de medição	17
Secção II – Especificação técnica dos equipamentos de medição	18
12 Potências de exatidão	18
13 Classes de exatidão	18
14 Contadores	19
14.1 Características	19
14.2 Instalação	23
14.3 Parametização do tratamento tarifário.....	25
Secção III – Acesso aos equipamentos de medição.....	27
15 Acesso local	27
16 Acesso remoto	27
16.1 Direito de acesso	27
16.2 Comunicação remota.....	28
Secção IV – Procedimentos de ensaio e verificação do sistema de medição	29
17 Controlo metrológico de contadores	29
18 Auditorias a pontos de medição ligados em MAT, AT, MT e BT	30
18.1 Auditoria do Tipo 1.....	30
18.2 Auditoria do Tipo 2.....	32
18.3 Auditoria do Tipo 3.....	34
18.4 Auditoria do Tipo 4.....	35
19 Procedimentos de verificação para a instalação de um novo ponto de medição.....	36
19.1 Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT de potência instalada superior ou igual a 10 MVA.....	36
19.2 Pontos de medição ligados em AT e MT de potência instalada superior ou igual a 1 MVA e inferior a 10 MVA	36
19.3 Pontos de medição ligados em AT e MT de potências requisitadas inferiores a 1 MVA	36
19.4 Pontos de medição ligados em BT com potência contratada superior a 41,4 kVA.....	37
19.5 Pontos de medição ligados em BT com potência contratada menor ou igual a 41,4 kVA	37

20	Procedimentos de verificação para alteração de um sistema de medição em serviço	38
21	Procedimentos de verificação periódica e obrigatória	38
21.1	Procedimentos regulares de verificação remota	38
21.2	Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT	38
21.3	Pontos de medição ligados em MT de potência instalada igual ou inferior a 1 MVA	39
21.4	Pontos de medição ligados em BTE	40
21.5	Pontos de medição ligados em BTN	40
21.6	Pontos de medição em instalações de produção	40
22	Procedimentos de verificação extraordinária	40
22.1	Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT	41
22.2	Pontos de medição ligados em BT	41
CAPÍTULO IV LEITURA E PROCESSAMENTO		43
Secção I – Grandezas relevantes a determinar		43
23	Grandezas relevantes a determinar	43
24	Grandezas medidas	43
25	Grandezas calculadas	44
Secção II – Leitura dos equipamentos de medição		46
26	Responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição	46
26.1	Pontos de medição de instalações de produção em regime especial	46
26.2	Pontos de medição de instalações de produção em regime ordinário	46
26.3	Pontos de medição das ligações com redes fora do território nacional	46
26.4	Pontos de medição das ligações de subestações da rede de transporte à rede de distribuição em MT e AT	46
26.5	Pontos de medição nas ligações da rede de distribuição em MT à rede de distribuição em BT	47
26.6	Pontos de medição de instalações de clientes finais	47
27	Direito de acesso aos dados de medição	47
27.1	Pontos de medição de instalações produtoras	47
27.2	Pontos de medição de interligações	48
27.3	Pontos de medição de instalações de clientes finais	48
28	Leitura	48
28.1	Acesso local	49
28.2	Acesso remoto	51
Secção III – Regras para a correcção de anomalias		52
29	Procedimentos relativos à correcção de anomalias de medição e leitura	52
29.1	Responsabilidade pela correcção de anomalias	53
29.2	Tipificação de anomalias	53
29.3	Anomalias não tipificadas	54
29.4	Correcção de anomalias tipificadas	55
29.5	Correcção de anomalias não tipificadas	57
29.6	Regras a observar na correcção de anomalias em dados definitivos	57
Secção IV – Processamento de dados em BT		58
30	Processamento de dados em BT	58
31	Determinação do consumo estimado em clientes finais em BTN	59
31.1	Cálculo do consumo médio diário	59
31.2	Método de estimativa A – “Perfil”	62
31.3	Método de estimativa B – “Consumo Fixo”	63

32	Estimativa da leitura de mudança de comercializador.....	63
32.1	Clientes finais da opção tarifária BTN Simples.....	63
32.2	Clientes finais das opções tarifárias multi-horárias em BTN.....	64
33	Metodologia de aplicação de perfis de consumo.....	64
33.1	Perfil inicial.....	64
33.2	Cálculo do perfil final.....	65
33.3	Utilização do perfil final.....	66
34	Metodologia de aplicação de perfis de microprodução e miniprodução.....	67
34.1	Determinação do valor da produção média mensal estimada.....	67
34.2	Determinação do valor de produção estimada discriminada.....	68
34.3	Determinação do valor de produção real discriminada.....	68
Secção V – Regras especiais.....		69
35	Leitura em instalações com duplo equipamento de medição.....	69
36	Instalações de clientes finais em MT e BTE e circuitos de iluminação pública que não disponham de telecontagem instalada ou registo de consumo em períodos de 15 minutos.....	70
37	Equipamentos de medição ou de controlo da potência inadequados à opção tarifária dos clientes finais.....	70
37.1	Clientes finais em BT.....	70
37.2	Circuitos de iluminação pública.....	71
38	Instalações de clientes finais com medição a tensão diferente da tensão de fornecimento.....	73
38.1	Perdas no ferro.....	74
38.2	Perdas no cobre dos enrolamentos.....	75
38.3	Método de cálculo das grandezas elétricas.....	76
39	Instalações de miniprodução com medição a tensão diferente da tensão de fornecimento das instalações de consumo.....	78
Secção VI – Instalações de produção em regime especial.....		78
40	Pontos de medição de instalações de Produção em Regime Especial com leitura diária.....	78
41	Pontos de medição de instalações de microprodução e miniprodução sem registo diário.....	79
CAPÍTULO V DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS.....		81
42	Disponibilização de dados.....	81
Secção I – Responsabilidade pela disponibilização de dados.....		81
43	Responsabilidade pela disponibilização de dados.....	81
44	Operador da rede de transporte.....	81
45	Operador da rede de distribuição em MT e AT.....	82
46	Operadores das redes de distribuição em BT.....	82
Secção II – Acesso aos dados.....		82
47	Confidencialidade dos dados a disponibilizar.....	82
48	Entidades com direito a receber os dados.....	82
Secção III – Metodologia de disponibilização de dados de consumo.....		83
49	Metodologia de disponibilização de dados de consumo.....	83
50	Disponibilização de dados de diagramas de carga em pontos de medição em MAT, AT e MT.....	83
51	Disponibilização de valores de consumo acumulados em pontos de medição em BT.....	84

52	Disponibilização de valores de consumo estimado	85
53	Dados de consumo discriminado agregado	85
53.1	Consumo discriminado agregado estimado	85
53.2	Consumo discriminado agregado definitivo	90
54	Objecção aos dados de consumo	92
55	Formato e suporte da informação a disponibilizar	93
55.1	Formato e suporte da informação a disponibilizar pelo ORD _{MT e AT} ao ORT	93
55.2	Formato e suporte da informação a disponibilizar entre o ORD _{MT e AT} e os ORD _{BT}	93
55.3	Disponibilização de dados de consumo a clientes finais	93
55.4	Formato e suporte da informação a disponibilizar a comercializadores	94
56	Entidades destinatárias, conteúdos e periodicidade dos fluxos de informação	94
56.1	Dados individuais por Ponto de Entrega de clientes finais	94
56.2	Dados agregados por comercializador (de clientes finais)	95
Secção IV – Atribuição da energia eléctrica entregue aos comercializadores		97
57	Atribuição da energia eléctrica entregue aos comercializadores	97
58	Cálculo da energia ativa entregue à RESP	98
59	Ajustamento para perdas da energia eléctrica atribuída a cada comercializador	98
60	Acerto da energia eléctrica atribuída a cada comercializador	99
Secção V – Regras e prazos para a disponibilização de dados definitivos das carteiras dos comercializadores		102
61	Prazos para a consolidação de carteiras dos Comercializadores	102
Secção VI – Disponibilização de dados entre o operador da rede de transporte e o Operador da rede de distribuição em MT e AT		103
62	Formato e periodicidade de disponibilização do Diagrama de Geração de Mercado (DGM)	103
63	Periodicidade de atualização dos dados provisórios dos comercializadores	103
Secção VII – Disponibilização de dados entre os operadores de redes exclusivamente em BT e o operador de rede em MT e AT		104
64	Metodologia de disponibilização de dados entre os operadores de redes exclusivamente em BT e o operador de rede em MT e AT	104
64.1	Fluxos de informação sobre dados de consumo dos clientes ligados às redes dos ORD _{BT}	105
64.2	Modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos postos de transformação	106
64.3	Modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos pontos de entrega em BT	107
Secção VIII – Metodologia de disponibilização de dados em instalações de produção		108
65	Metodologia de disponibilização de dados em instalações de produção	108
66	Pontos de medição de instalações de Produção em Regime Especial	108
67	Pontos de medição de instalações de miniprodução e microprodução	109
68	Formato e suporte da informação a disponibilizar	109
69	Entidades destinatárias, conteúdos e periodicidade dos fluxos de informação	109
CAPÍTULO VI SERVIÇOS DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, GESTÃO DA PROCURA E TELEGESTÃO		113
70	Serviços de promoção da eficiência energética, gestão da procura e telegestão	113
71	Disponibilização de informação relativa a consumo e produção	113
72	Gestão da procura	113

73	Serviços de telegestão	114
74	Isenção da aplicação de perfis de consumo	114
CAPÍTULO VII DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS ENTRE A REDE DE MOBILIDADE ELÉCTRICA E OS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....		115
75	Objetivo e âmbito	115
76	Consumos afetos à rede de mobilidade elétrica	115
76.1	Instalação de equipamento de medição e telecontagem	115
76.2	Instalações privadas de acesso público	115
76.3	Instalações de consumo em BT.....	116
77	Fluxos de informação entre o GOME e o ORD.....	116
78	Disponibilização e acesso aos dados de leitura dos equipamentos de medição	117
79	Outras regras.....	117
CAPÍTULO VIII INDICADORES DE ACTIVIDADE SOBRE A APLICAÇÃO DO GUIA DE MEDIÇÃO		119
80	Indicadores de atividade sobre a aplicação do Guia de Medição.....	119
CAPÍTULO IX AUDITORIAS EXTERNAS AO FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO E DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS.....		123
81	Objetivo e âmbito	123
82	Condições para a realização da auditoria	123
CAPÍTULO X DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS.....		125
83	Regras de aplicação no tempo.....	125
84	Regime supletivo	125
85	Documentos complementares ao guia de medição	125
86	Regime transitório aplicável aos pontos de medição de instalações de miniprodução e microprodução ligadas às redes de ORD exclusivamente em BT.....	125

CAPÍTULO I

OBJECTO E DISPOSIÇÕES GERAIS

1 OBJETO

O presente Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (“Guia de Medição”) tem por objeto as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados, nomeadamente, sobre as seguintes matérias:

- a) Fornecimento e instalação de equipamentos de medição.
- b) Características dos equipamentos de medição, designadamente a classe de exatidão mínima.
- c) Especificações técnicas dos equipamentos de medição e telecontagem.
- d) Verificação obrigatória dos equipamentos de medição e regras a adotar na verificação no caso de existência de duplo equipamento de medição.
- e) Verificação extraordinária dos equipamentos de medição.
- f) Situações e condições em que é possível a existência de duplo equipamento de medição e regras relativas ao ajuste dos equipamentos e prevalência dos dados recolhidos.
- g) Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento.
- h) Recolha de indicações dos equipamentos de medição, designadamente o número de leituras a efetuar nos equipamentos de medição instalados nos pontos de medição dos clientes finais em BTN e BTE, nos restantes pontos de medição a clientes finais que não disponham de equipamento que permita a telecontagem, bem como as regras relativas à leitura extraordinária de equipamentos de medição.
- i) Correção de erros de medição e métodos de estimativa dos consumos das instalações de clientes.
- j) Aplicação de perfis de consumo a instalações de clientes.
- k) Aplicação de perfis de produção.
- l) Regras aplicáveis quando os equipamentos de medição ou de controlo da potência contratada se revelem inadequados à opção tarifária dos clientes finais.
- m) Implementação, operação, verificação e manutenção dos sistemas de comunicações e telecontagem.
- n) Metodologia de adequação entre a energia entrada na rede e os consumos atribuídos aos comercializadores.
- o) Disponibilização de informação aos comercializadores das quantidades de energia elétrica fornecidas aos seus clientes em cada período de acerto de contas.

- p) Fluxos de informação entre operadores de redes sobre medidas de energia elétrica.
- q) Disponibilização dos dados de consumo recolhidos nos pontos de medição dos clientes pelas entidades que operam as redes.
- r) Fluxos de informação entre a rede da mobilidade elétrica e os operadores das redes de distribuição.
- s) Regras para determinação do consumo das instalações privadas de acesso público que integrem redes de mobilidade elétrica.
- t) Medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia elétrica.
- u) Parametrização remota dos equipamentos de medição e respetivos procedimentos a adotar.
- v) Procedimentos de verificação e ensaio do sistema de medição e telecontagem.
- w) Regras e procedimentos a seguir sempre que não seja possível a recolha remota de dados.
- x) Procedimentos relativos à correção de erros de medição, de leitura e de comunicação de dados à distância.
- y) Procedimentos a observar na parametrização e na partilha de acesso para recolha de dados de medição.
- z) Regras a adotar na realização de auditorias externas de verificação da aplicação do presente Guia de Medição.

2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

O presente Guia de Medição aplica-se às entidades abrangidas pelo Regulamento de Relações Comerciais (RRC), designadamente:

- a) Os consumidores ou clientes.
- b) Os comercializadores.
- c) Os comercializadores de último recurso.
- d) Os operadores das redes de distribuição em BT.
- e) O operador da rede de distribuição em MT e AT.
- f) O operador da rede de transporte.
- g) Os produtores.
- h) Os operadores de mercados.

3 PONTOS DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O presente Guia de Medição aplica-se aos seguintes pontos de medição de energia elétrica referidos no RRC:

- a) As ligações das instalações de produtores à RNT.
- b) As ligações das instalações de produtores à RND.
- c) As ligações das instalações de produtores às redes de distribuição em BT.
- d) As ligações entre a RNT e as redes fora do território nacional.
- e) As ligações das subestações da RNT à RND.
- f) As ligações entre a RND e as redes fora do território nacional.
- g) As ligações em MT dos postos de transformação MT/BT dos operadores das redes de distribuição.
- h) As ligações entre a rede da mobilidade elétrica e a RND.
- i) As ligações das instalações de clientes em MAT.
- j) As ligações das instalações de clientes em AT, MT e BT, incluindo as de iluminação pública.

4 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

As matérias incluídas no âmbito do Guia de Medição que assumem natureza procedimental ou grande detalhe técnico são objeto de desenvolvimento em documentos complementares, abreviadamente identificados por DC. A publicação dos referidos DC é da responsabilidade dos respetivos operadores das redes devendo estes disponibilizá-los de forma acessível, através das suas páginas na internet. Os operadores das redes deverão notificar a ERSE sempre que efetuarem alterações ou publicarem novos DC.

Os documentos complementares constituem informação complementar às disposições do presente Guia de Medição, tendo em vista a concretização de matérias que se entenda constituírem detalhe operacional, nomeadamente as seguintes:

- a) Resumo e identificação das normas técnicas e documentos de referência aplicáveis a materiais e equipamentos de medição e leitura.
- b) Regras relativas à instalação, manutenção e verificação de equipamentos de medição, cabos e outros acessórios necessários.
- c) Regras, esquemas ou outros documentos sobre ligações de equipamentos de medição e contagem e dispositivos de controlo de potência.
- d) Formulários dos ensaios a sistemas de medição e respetivos relatórios.

- e) Formulário dos autos de inspeção a equipamentos de medição e contagem.
- f) Formato e suporte da informação de dados de consumo a disponibilizar a comercializadores, produtores de energia elétrica e a clientes finais.
- g) Regras de estimativa da PRE no caso de ausência de leitura.

A publicação e a disponibilização dos referidos DC estão ainda sujeitas ao cumprimento das seguintes regras:

- a) Devem ser organizados por assuntos e identificados com um título e um número sequencial.
- b) Devem identificar a data de publicação do DC, a data de entrada em vigor das alterações e a data da comunicação à ERSE.
- c) Devem identificar o número da versão do documento e das versões precedentes.
- d) Devem identificar as normas de referência, documentos de boas práticas, entre outros, quando aplicável.

Cabe aos operadores das redes proceder à atualização e criação de novos DC, por iniciativa própria ou a pedido de qualquer interessado.

As alterações ao conteúdo dos DC publicados ou a publicação de novos documentos complementares são obrigatoriamente precedidas de uma consulta aos agentes interessados, devendo ser garantido um prazo de resposta mínimo de 20 dias de calendário.

A consulta prévia, a realizar pelos respetivos operadores das redes, deverá ser efetuada de forma pública e preferencialmente através de mecanismos que permitam a consulta dos documentos em discussão e facilitem de forma expedita a receção de comentários e sugestões dos interessados.

O prazo de entrada em vigor dos DC, bem como das alterações, a contar da data de publicação nas páginas na internet dos respetivos operadores das redes, não pode ser inferior a 30 dias de calendário. Cabe ainda aos operadores das redes garantir a acessibilidade e a manutenção do histórico de documentos complementares.

Caberá igualmente à ERSE a disponibilização, na sua página na internet, dos documentos complementares.

5 SIGLAS

No presente Guia de Medição, são utilizadas as seguintes siglas:

AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).

BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).

BTE – Instalação em baixa tensão com uma potência contratada superior a 41,4 kW.

BTN – Instalação em baixa tensão com uma potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA.

CEME – Comercializador da mobilidade elétrica.

CSE – Comercializador do sector elétrico.

CUR – Comercializador de último recurso.

CUR_{BT} – Comercializador de último recurso exclusivamente em BT.

DC – Documento complementar ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

DCP – Dispositivo de Controlo de Potência.

EN – Norma Europeia.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

IPAC – Instituto Português de Acreditação.

GOME – Gestor das Operações da Rede da Mobilidade Elétrica.

MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).

MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).

ORD_{BT} – Operadores de redes exclusivamente em BT.

ORD_{MT e AT} – Operador da rede de distribuição em MT e AT.

ORT – Operador da rede de transporte.

PE – Ponto de Entrega.

PRE – Produção em regime especial.

PRO – Produção em regime ordinário.

PT – Posto de Transformação.

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público.

RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço.

RRC – Regulamento de Relações Comerciais.

RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade.

RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.

SEN – Sistema Elétrico Nacional.

TC – Transformador de Corrente.

TT– Transformador de Tensão.

UCT – Unidade Central de Telecontagem

URT – Unidade Remota de Telecontagem.

6 DEFINIÇÕES

Para efeitos de aplicação do presente Guia de Medição, são válidas as seguintes definições:

Acreditação (laboratório) - Reconhecimento formal da competência de um laboratório para a realização de determinados ensaios ou tipos de ensaios.

Agente de Mercado - Entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador, comercializador de último recurso, Agente Comercial e cliente.

Auditoria de Contagem – Conjunto de operações destinadas a verificar a conformidade de um sistema de contagem perante os requisitos referidos no presente Guia de Medição ou em normas nele referidas.

Carteira de Comercializador – Conjunto de clientes finais associados a um comercializador.

Cliente – O consumidor que compra eletricidade para consumo próprio.

Comercializador – Entidade titular de registo de comercialização, cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.

Comercializador de Último Recurso – A entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço universal.

Concentrador remoto – 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.

Consumo Discriminado – Valores do consumo de energia ativa, discriminados por períodos de 15 minutos.

Consumo Discriminado Agregado Definitivo – Consumo discriminado de uma carteira de comercializador obtido com base em valores de leitura e de consumos estimados definitivos e com aplicação do Perfil Final.

Consumo Discriminado Agregado Estimado – Consumo discriminado de uma carteira de comercializador, obtido com base na estimativa de consumo da carteira e no Perfil Inicial.

Contagem – Medição de energia elétrica num período de tempo determinado.

Diagrama de Carga de Referência – Diagrama de carga previsional da rede nacional de transporte que corresponde ao somatório das potências de emissão das centrais ligadas diretamente à rede de transporte em muito alta tensão, adicionado da potência correspondente ao saldo importador das linhas de interligação com Espanha e deduzido da potência dos consumos para bombagem.

Diagrama de Carga do Sistema – Diagrama de carga verificado na rede nacional de transporte que corresponde ao somatório dos valores de potência referidos para o diagrama de carga de referência.

Dispositivo controlador de potência – Aparelho destinado a impedir que a potência contratada possa ser ultrapassada.

Incidente no local de consumo – Consiste na impossibilidade para executar a ordem de serviço por causas não imputáveis ao operador da rede de distribuição, das quais se informa o comercializador sem, no entanto, produzir a recusa da alteração solicitada. Implica uma alteração dos prazos. As causas de incidente a considerar são, nomeadamente, as seguintes:

- Cliente ausente: o operador da rede de distribuição não pode aceder ao local de consumo.
- Deteção de irregularidades na instalação.

Instalação elétrica – Conjunto dos equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição e na utilização de energia elétrica, incluindo as fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e todas as outras fontes de armazenamento de energia elétrica.

Interligação – Ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes.

Leitura de Ciclo – Leitura real obtida periodicamente, de acordo com o ciclo de leituras implementado pelo operador da rede de distribuição.

Leitura do Cliente – Leitura comunicada pelo cliente ou pelo seu comercializador ao operador da rede de distribuição.

Leitura Extraordinária – Leitura real efetuada pelo operador da rede de distribuição, quando, por facto imputável ao cliente, não tiver sido possível a recolha periódica das indicações do equipamento de medição, de acordo com o definido no RRC, ou quando esta for solicitada pelo comercializador no âmbito dos processos objeto deste documento.

Leitura Final – Leitura real realizada no final de um contrato de fornecimento de energia elétrica.

Leitura Fora de Ciclo – Leitura real não periódica realizada pelo operador da rede de distribuição.

Leitura Inicial - Leitura real realizada no início de um contrato de fornecimento de energia elétrica.

Leitura Real – Valores da energia elétrica acumulada recolhidos do equipamento de medição pelo operador da rede de distribuição ou pelo cliente. Os valores da energia elétrica são discriminados pelos períodos tarifários definidos no Regulamento Tarifário.

Liquidação – Apuramento dos valores económicos resultantes da participação dos agentes no mercado de eletricidade, para efeitos de faturação.

Microprodução - Instalação de produção de eletricidade monofásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW, nos termos estabelecidos na legislação aplicável.

Miniprodução - Instalação de produção de energia elétrica, a partir de energias renováveis, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, nos termos estabelecidos na legislação aplicável.

Novo comercializador – Comercializador, incluindo o de último recurso, com o qual um cliente final de um outro comercializador celebrou ou pretende celebrar um novo contrato.

Operador da rede de distribuição – A pessoa singular ou coletiva que exerce a atividade de distribuição e é responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, pela exploração e pela manutenção da rede de distribuição e, quando aplicável, pelas suas ligações com outras redes, bem como por assegurar a capacidade da rede a longo prazo.

Operador da rede de transporte – A pessoa singular ou coletiva que exerce a atividade de transporte e é responsável pelo desenvolvimento, pela exploração e pela manutenção da rede de transporte e, quando aplicável, pelas suas ligações com outras redes, bem como por assegurar a capacidade da rede a longo prazo, para atender pedidos razoáveis de transporte de eletricidade.

Parametrização – Operação, que pode ser realizada localmente ou à distância, destinada a introduzir ou a alterar os diferentes parâmetros de um equipamento de medição mediante a utilização de um *software* adequado. A alteração dos parâmetros ou a sua definição tem em vista adaptar os equipamentos às condições específicas de cada instalação elétrica.

Período tarifário – Intervalo de tempo no qual a energia elétrica é faturada ao mesmo preço.

Período de Objeção de Leitura – Intervalo de tempo em que os valores de leitura são considerados provisórios.

Perfil Inicial – Perfil de consumo indicativo publicado pela ERSE, que serve de base para o cálculo dos perfis finais utilizados na determinação dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos. O perfil inicial de consumo é normalizado, correspondendo a soma de todos os valores de 15 minutos para o ano a que reporta, a um valor igual a 1000.

Perfil Final – Perfil de consumo publicado mensalmente pelo operador da rede de transporte que será utilizado na estimação dos consumos, discriminados por períodos de 15 minutos, dos consumidores que não dispõem de equipamento de medição de registo de consumo por períodos de 15 minutos, a partir de consumos agregados por período tarifário definido no Regulamento Tarifário.

Perfil de Perdas – Perfil publicado pela ERSE relativo à distribuição por períodos de 15 minutos das perdas da RESP por nível de tensão e por tipo de consumo.

Ponto de Entrega – Ponto da rede onde se faz a entrega ou receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede, localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte, que separa as instalações.

Ponto de Entrega à Rede de Mobilidade Eléctrica – Ponto imediatamente a montante de uma infraestrutura elétrica dedicada exclusivamente ao carregamento de baterias de veículos elétricos, onde são instalados os equipamentos de medição do operador da rede de distribuição que permitem individualizar os consumos da rede de mobilidade elétrica.

Produtor – Pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade.

Produtor em Regime Ordinário (PRO) – Entidade titular de licença de produção de energia elétrica atribuída nos termos da legislação aplicável.

Produtor em Regime Especial (PRE) – Entidade titular de licença de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração, miniprodução, microprodução ou outra produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica.

Rede Eléctrica de Serviço Público – O conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as redes de distribuição em baixa tensão.

Unidade Central de Telecontagem – Sistema com capacidade de comunicação bidirecional à distância com o concentrador remoto ou com o contador (caso este integre as funções do concentrador remoto) que permite recolher valores e armazená-los em bases de dados, estruturadas para o tratamento centralizado da informação.

Unidade Remota de Telecontagem – Equipamento que permite o acesso remoto aos equipamentos de medição, podendo estar integrado no concentrador remoto ou no próprio contador de energia eléctrica.

CAPÍTULO II

DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA

O sistema de contagem de energia elétrica constitui o suporte de base para a recolha de dados associados ao fluxo de energia elétrica necessários às liquidações associadas aos relacionamentos comerciais entre as várias entidades do SEN.

É composto por equipamentos locais que efetuam a contagem de energia elétrica transacionada, os quais podem ser acedidos local ou remotamente, e por equipamentos centrais que efetuam o tratamento dos dados recolhidos, nomeadamente para efeitos de liquidação e faturação.

7 SISTEMA DE CONTAGEM COM LEITURA REMOTA

O sistema de contagem com leitura remota (telecontagem) constitui o suporte de base para a recolha e o processamento de dados associados aos fluxos de energia elétrica dos produtores e consumidores ligados às redes de MAT, AT, MT ou BT.

Este sistema é composto por um conjunto de equipamentos locais que efetuam a contagem da energia elétrica transacionada e que garantem a memorização remota dos respetivos valores em períodos de integração determinados. Estes equipamentos locais são dotados de capacidade de comunicação de informação entre si e com equipamentos centrais que efetuam a recolha centralizada da informação e o subsequente tratamento, nomeadamente para efeitos de liquidação e faturação.

A leitura remota dos equipamentos de medição deve respeitar as seguintes periodicidades:

- Periodicidade diária, para os clientes finais em MAT, AT e MT.
- Periodicidade mensal, para os clientes finais em BTE e para os circuitos de iluminação pública que disponham de telecontagem.

Nas instalações produtoras e consumidoras de energia elétrica (com exceção dos pontos de medição de consumo em instalações de clientes em BTN) e nas fronteiras entre as redes de transporte e de distribuição é, em regra, instalado, localmente, por cada ponto físico de ligação, um sistema de telecontagem de energia elétrica, constituído por transformadores de medição, contadores, unidades remotas de telecontagem e respetivas ligações.

Em cada instalação onde existam diferentes contadores deve existir, pelo menos, um equipamento com a função de concentrador remoto de dados que recolha as informações dos contadores, proceda à sua datação e garanta a sua permanência em memória não volátil durante um largo período de tempo.

A transmissão desta informação entre contadores e concentrador deve ser suportada em meios de transmissão estáveis e fiáveis.

O concentrador remoto deve ter capacidade de deteção e memorização de alarmes de funcionamento anormal.

Em instalações MAT, AT e MT, onde a quantidade de pontos de medição não exija a utilização do concentrador remoto, deverão instalar-se contadores com tratamento tarifário, memorização dos dados programados durante um longo período de tempo em memória não volátil e capacidade de comunicação integrada.

Para garantir a qualidade da informação de contagem, devem ser realizados ensaios à exatidão dos contadores e verificações às respetivas ligações, efetuados por laboratório acreditado.

A transmissão da informação entre os equipamentos remotos e as UCT deve ser suportada em sistemas de telecomunicações fiáveis.

Fazem também parte do sistema de telecontagem ferramentas de *hardware* e *software* de recolha remota, tratamento e disponibilização de dados de produção e de consumo, necessários às operações de mercado. Estas ferramentas suportam o serviço de disponibilização de dados cujos processos se descrevem, de modo esquemático na Figura 7-1 e na Figura 7-2.

Figura 7-1 – Processos do serviço de disponibilização de dados de produtores e consumidores ligados à rede de MAT, AT e MT, com recolha de diagrama de carga

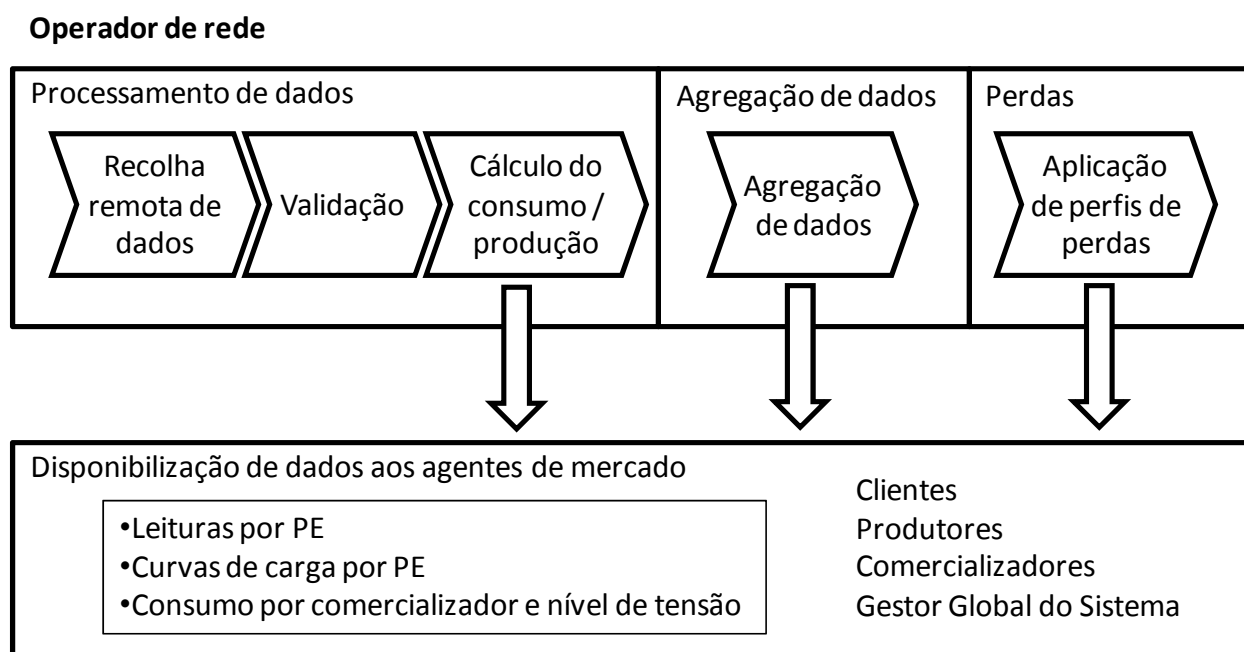
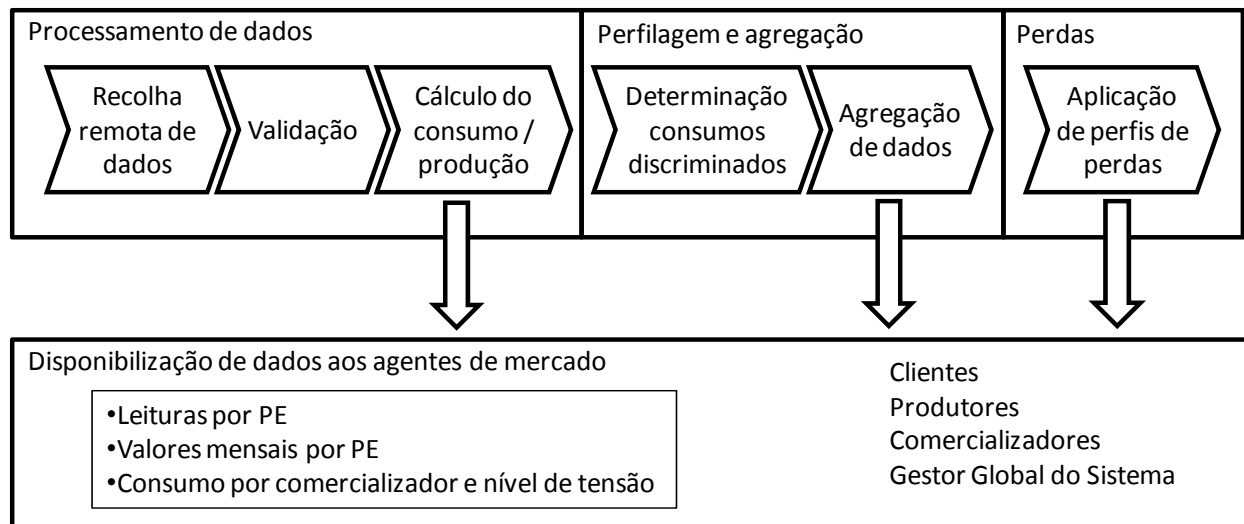


Figura 7-2 - Processos do serviço de disponibilização de dados de produtores e consumidores ligados à rede BT com recolha de dados acumulados

Operador de rede



8 SISTEMA DE CONTAGEM COM LEITURA LOCAL

A recolha local de dados, executada quando não é possível a recolha remota, visa obter por acesso direto aos equipamentos de contagem, e dentro da periodicidade estabelecida, a informação registada nos mesmos.

A leitura dos equipamentos de contagem deve respeitar as seguintes regras:

- Periodicidade mensal, para os clientes finais em BTE sem telecontagem.
- Nos clientes finais BTN deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 3 meses.
- Na ausência de telecontagem, nas instalações de iluminação pública deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 3 meses.

No caso dos clientes finais em BTN, os operadores das redes de distribuição devem diligenciar no sentido dos clientes finais serem avisados da data em que irão proceder a uma leitura do equipamento de contagem, ou de que foi tentada, sem êxito, essa leitura, utilizando uma mensagem adequada.

Estes avisos devem conter informação sobre os meios disponíveis para o cliente transmitir ao operador da rede os seus dados de consumo, fixando um prazo para o efeito.

O sistema de contagem com leitura local é composto por um conjunto de equipamentos locais que efetuam a contagem da energia elétrica transacionada de forma acumulada.

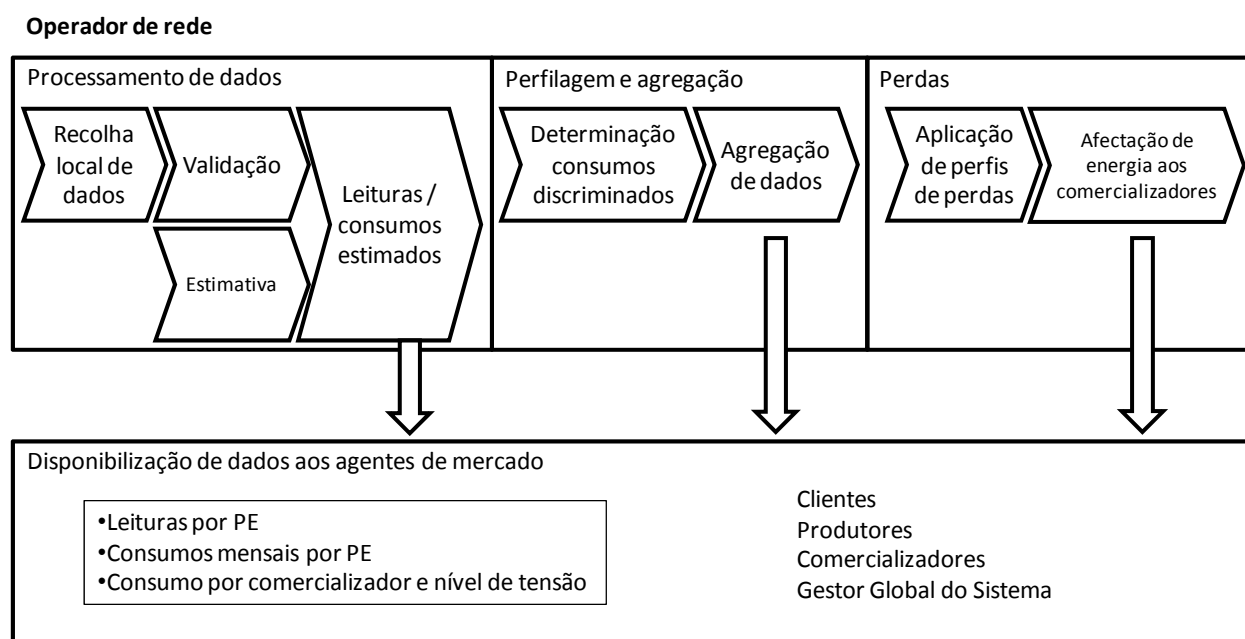
Os equipamentos de contagem podem ser de dois tipos construtivos: eletromecânicos e estáticos.

Para garantir a qualidade da informação de contagem devem ser realizados ensaios à exatidão dos contadores e verificações às respetivas ligações, após o que os equipamentos e circuitos de medição devem ser selados.

A recolha de informação dos contadores é efetuada com recurso a terminais portáteis de leitura sendo esta posteriormente transmitida para uma unidade central de tratamento de informação de contagens.

Os processos associados ao tratamento de leituras, agregação e disponibilização de dados, são descritos de forma esquemática, na Figura 8-1.

Figura 8-1 - Processos associados ao tratamento de leituras, agregação e disponibilização de dados



9 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

As grandezas objeto de medição que devem ser disponibilizadas para efeitos de liquidação e faturação pelos sistemas centrais de processamento e disponibilização de dados são as seguintes:

- Energia ativa ou potência ativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- Energia reativa ou potência reativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- Potência tomada registada num período de tempo determinado.
- Energia ativa acumulada num período de tempo diferente de 15 minutos.

e) Energia reativa acumulada num período de tempo diferente de 15 minutos.

Quando os equipamentos de medição permitem apenas o registo acumulado pelos períodos tarifários do Regulamento Tarifário, serão aplicáveis perfis de consumo tipo aos valores registados no equipamento existente, para obtenção dos valores do consumo discriminado por períodos de 15 minutos, conformes com os períodos de integração em vigor no SEN.

CAPÍTULO III

MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

SECÇÃO I – FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

10 FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Nos termos estabelecidos no RRC, o fornecimento e a instalação dos equipamentos de medição são da responsabilidade:

- a) Do operador da rede nacional de transporte, nos pontos de ligação das suas subestações à rede de distribuição, nos pontos de ligação às redes fora do território nacional e nos pontos de ligação dos clientes finais fisicamente ligados à rede nacional de transporte.
- b) Dos operadores da rede nacional de distribuição e operadores das redes de distribuição em BT, nos pontos de ligação das suas redes às redes fora do território nacional e nos pontos de ligação dos clientes finais fisicamente ligados às respetivas redes.
- c) Dos operadores das redes de distribuição, nos pontos de ligação entre redes de distribuição.
- d) Dos produtores, nos respetivos pontos de ligação à rede, nos termos da legislação aplicável.

A entidade responsável pela instalação dos equipamentos de medição deve garantir a existência de toda a documentação necessária à comprovação da conformidade dos sistemas de medição, incluindo a telecontagem, com as presentes regras, nomeadamente os esquemas elétricos devidamente atualizados, as características dos elementos constituintes da cadeia de medição e os boletins de ensaios dos contadores efetuados em laboratório acreditado.

O disposto anteriormente relativamente à responsabilidade pelo fornecimento e instalação dos equipamentos de medição, não prejudica que o cliente, por acordo com o operador da rede, possa instalar e proceder à manutenção do respetivo equipamento de medição, desde que sejam cumpridas as especificações técnicas estabelecidas no presente Guia de Medição.

11 INSTALAÇÕES DE CLIENTES FINAIS COM DUPLO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

Sempre que o cliente assim o pretenda, pode ser instalado um segundo equipamento de contagem.

Para efeitos de faturação, este segundo equipamento de contagem não pode ter características inferiores ao instalado pelo operador de rede.

Os encargos decorrentes da existência do segundo equipamento são da responsabilidade do cliente.

O segundo equipamento de contagem fica sujeito ao programa de verificação periódica aplicável ao ponto de entrega.

Quando existir duplo equipamento de contagem, para efeitos de faturação, deve ser considerada a média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos, conforme estipulado no RRC.

Sempre que um dos equipamentos de medição apresente um erro superior ao definido no ponto 13, serão consideradas as indicações fornecidas pelo equipamento que não apresentar defeito de funcionamento.

SECÇÃO II – ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Além das regras estabelecidas sobre a especificação técnica dos equipamentos de medição constantes desta Secção, deverão ser considerados os aspetos detalhados em documento complementar, de acordo com o ponto 4.

12 POTÊNCIAS DE EXATIDÃO

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 e o dimensionamento dos respetivos circuitos devem ser tais que a carga do enrolamento esteja compreendida entre 25% e 100% da potência de exatidão.

13 CLASSES DE EXATIDÃO

As classes de exatidão dos equipamentos de medição a instalar não devem ser inferiores às indicadas na Tabela 13-1.

Tabela 13-1 - Classes de exatidão dos equipamentos de medição

Nível de tensão	Potência Requisitada (MVA)	Classes de exatidão		
		Transformadores de medição	Contador de energia ativa	Contador de energia reativa
MAT	-	0,2	0,2 S	0,5
AT e MT	$S \geq 50$	0,2	0,2 S	0,5
	$10 \leq S < 50$	0,2	0,2 S	1,0
	$0,630 < S < 10$	0,5	0,5 S / C ⁽²⁾	1,0
BT	$S \leq 0,630$ ⁽¹⁾	1,0	1,0 / B ⁽²⁾	2,0
	$S > 0,0414$	1,0	1,0 / B ⁽²⁾	2,0
	$S \leq 0,0414$	---	2,0	---

(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

14 CONTADORES

14.1 Características

14.1.1 Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT ($S \geq 10$ MVA)

Os contadores para pontos de medição de instalações ligadas em MAT, AT e MT, cujas potências ligadas à rede sejam superiores ou iguais a 10 MVA, devem satisfazer as normas EN 62052-11 e EN 62053-22 (classes 0,2S e 0,5S) e possuir as seguintes características mínimas:

- Tipo estático, tarifa múltipla, trifásico, com três elementos de medição e combinados (medição de energia ativa e de energia reativa).
- Tratamento tarifário em tarifa múltipla, no caso de clientes finais.
- Classes de exatidão indicadas no ponto 13.
- Medição de energia ativa nos 2 sentidos, com discriminação da energia reativa nos 4 quadrantes.
- Características técnicas que permitam a sua integração nos sistemas centralizados de telecontagem do ORT e do ORD.
- Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, para execução das comutações tarifárias e mudança automática da hora legal e datação da curva de carga e respetivo registo de eventos.
- As funcionalidades de programação seguintes:
 - Ciclos horários previstos no Regulamento Tarifário.

- Tabela de feriados, fixos e móveis, com a validade para todo o período de vida útil do contador.
 - Data de fecho automático do período de faturação mensal.
 - Data de mudança automática da hora legal.
 - Período de integração.
 - Relações de transformação dos transformadores de medição a que estejam ligados, para que a leitura seja direta.
 - 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 cargas com um período de integração de 15 minutos para 6 grandezas medidas.
- i) Dispositivo de selagem no ponto de acesso à programação e no acesso aos terminais.
- j) Bom funcionamento do calendário e relógio internos, durante, pelo menos, três anos, e que possibilite o acesso remoto na ausência da fonte de alimentação normal.
- k) Visor que permita a visualização dos valores das grandezas medidas intervenientes na faturação.

Para além destas características, os contadores podem ainda incluir as seguintes:

- Emissores de impulsos de medição de energia elétrica para sistemas de gestão externos.
- Contactos livres de potencial para sinais de tarifas em curso e fim do período de integração.

Estas características só devem ser consideradas se forem solicitadas na altura da requisição da ligação e o requisitante pagar o respetivo adicional de preço relativo a essas funcionalidades. Se a solicitação for efetuada posteriormente, o pagamento adicional deve ser o correspondente à totalidade do custo de alteração da solução, incluindo o equipamento e as prestações de serviço associadas.

14.1.2 Pontos de medição ligados em AT, MT ($S < 10$ MVA), BTE e nos circuitos de iluminação pública

Os contadores para pontos de medição de instalações ligadas em AT e em MT, cujas potências de ligação sejam inferiores a 10 MVA, e para pontos de medição de instalações em BTE e circuitos de iluminação pública devem satisfazer as normas EN 62052-11, EN 50470-1 e EN 50470-3. Complementarmente, os contadores das classes 1 e 2, devem satisfazer a norma EN 62053-21, enquanto os contadores da classe 0,5S devem satisfazer a norma EN 62053-22 e possuírem as seguintes características mínimas:

- a) Tipo estático, tarifa múltipla, trifásico, com três elementos de medição e combinados (medição de energia ativa e de energia reativa). No caso dos circuitos de iluminação pública os contadores podem ser monofásicos.
- b) Tratamento tarifário em tarifa múltipla, no caso de clientes finais.
- c) Classes de exatidão indicadas no ponto 13.
- d) Medição de energia ativa nos 2 sentidos, com discriminação da energia reativa nos 4 quadrantes.
- e) Características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem.
- f) Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, para execução das comutações tarifárias, mudança automática da hora legal e datação da curva de carga e respetivo registo de eventos.
- g) As funcionalidades de programação seguintes:
 - Ciclos horários previstos no Regulamento Tarifário.
 - Tabela de feriados, fixos e móveis, com validade para todo o período de vida útil do contador.
 - Data de fecho automático do período de faturação mensal.
 - Data de mudança automática da hora legal.
 - Período de integração.
 - Relações de transformação dos transformadores de medição a que estejam ligados, para que a leitura seja direta.
 - 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 cargas com um período de integração de 15 minutos para 6 grandezas medidas.
- i) Dispositivo de selagem no ponto de acesso à programação e no acesso aos terminais.
- j) Fonte de alimentação alternativa que garanta, pelo menos, o bom funcionamento do calendário e relógio, durante 7 dias, e que possibilite o acesso remoto na ausência da fonte de alimentação normal dos circuitos de processamento.
- k) Bom funcionamento do calendário e relógio internos, durante, pelo menos, três anos, na ausência da fonte de alimentação normal.
- l) Visor que permita a visualização dos valores das grandezas medidas intervenientes na faturação.

Para além destas características, os contadores podem ainda incluir as seguintes:

- Emissores de impulsos de medição de energia elétrica para sistemas de gestão externos.

- Contactos livres de potencial para sinais de tarifas em curso e fim do período de integração.

Estas características só devem ser consideradas se forem solicitadas na altura da requisição da ligação e o requisitante pagar o respetivo adicional de preço relativo a essas funcionalidades. Se a solicitação for efetuada posteriormente, o pagamento adicional deve ser o correspondente à totalidade do custo de alteração da solução, incluindo o equipamento e as prestações de serviço associadas.

14.1.3 Pontos de medição ligados em BT com potência contratada até 41,4 kVA

Os contadores para instalações ligadas em BT devem satisfazer as normas EN 62052-11.

Complementarmente:

- a) Os contadores eletromecânicos de energia ativa, das classes 1 e 2, devem satisfazer a norma EN 62053-11.
- b) Os contadores estáticos de energia ativa, das classes 1 e 2, devem satisfazer a norma EN 62053-21 e os contadores estáticos de energia reativa, da classe 2, devem satisfazer a norma EN 62053-23.
- c) Os contadores estáticos de energia ativa da classe B devem satisfazer as normas EN 50470-1 e EN 50470-3.

Os contadores devem ainda possuir as seguintes características mínimas:

- a) Um elemento de medição (contadores monofásicos) ou três elementos de medição (contadores trifásicos).
- b) Satisfação das classes de exatidão indicadas no ponto 13.
- c) Tarifa múltipla para medição de energia ativa, para pontos de medição BTN.
- d) Se forem do tipo estático, os contadores devem estar equipados com:
 - Porta ótica para a realização de trabalhos locais de programação ou de recolha de dados.
 - Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável para execução das comutações tarifárias e mudança automática da hora legal.
 - Bom funcionamento do calendário e relógio internos, durante, pelo menos três anos, na ausência da fonte de alimentação normal.
 - Memória não volátil, do tipo circular, onde sejam guardados, pelo menos, os valores acumulados dos quatro últimos períodos de faturação.
 - Dispositivo de selagem no ponto de acesso à programação e na tampa dos terminais de ligação.
 - Interface RS232 para comunicação bidirecional.

e) Devem, ainda, conter as funcionalidades de programação seguintes:

- Ciclos horários previstos no Regulamento Tarifário.
- Discriminação do consumo em todos os períodos tarifários contratados.
- Data de fecho automático e/ou manual do período de faturação.
- Data de mudança automática da hora legal.
- Unidade de medida.

14.2 Instalação

A entidade que pretenda uma ligação à rede deve disponibilizar o espaço necessário para a montagem dos aparelhos de medição e garantir as condições para a correspondente manutenção, verificação e leitura.

Os aspetos técnicos a observar na instalação dos contadores estão detalhados em documento complementar, nos termos previstos no ponto 4.

14.2.1 Pontos de medição ligados em BT com potência contratada até 41,4 kVA

14.2.1.1 Localização e montagem

Os contadores, monofásicos ou trifásicos, devem ser colocados próximo da origem da instalação elétrica ou da entrada, em local e posição adequados, nos termos da legislação aplicável.

Como regra geral, a localização do contador deve permitir a recolha da leitura independentemente da vontade de terceiros, ou da sua presença, designadamente do cliente.

Como locais adequados, podem considerar-se os isentos de trepidações anormais e ao abrigo de choques, humidade, vapores corrosivos, poeiras, elevadas temperaturas, elevada exposição solar, bem como os que tenham acesso livre e desimpedido.

O contador deve ser montado em caixa própria e fixo no bastidor (calha metálica ou placa de montagem isolante). A sua fixação deve ser executada de forma a que o mesmo fique centrado na referida caixa e que seja sempre possível visualizar o registo da(s) leitura(s), bem como a sua identificação.

A entidade proprietária da instalação deve obter junto do operador da rede de distribuição as características a que deve obedecer aquela caixa.

O contador deve ser sempre montado na posição vertical, de acordo com as especificações próprias, de modo a garantir o seu bom funcionamento.

As ligações devem ser executadas de acordo com o esquema existente no interior da tampa da placa de terminais, aplicando apertos adequados em todos os parafusos e garantindo que aqueles não são feitos na zona isolada dos condutores.

Os contadores devem ser ligados conforme indicado nos esquemas incluídos em documento complementar ao Guia de Medição, nos termos previstos no ponto 4.

14.2.1.2 Dispositivos controladores de potência

Nos termos previstos no RRC e para efeitos de limitação da potência tomada ao valor contratado, nas instalações em BTN são instalados dispositivos controladores de potência (DCP) pelo operador da rede de distribuição.

Este equipamento deve ser colocado a jusante do contador, podendo fazer parte integrante da caixa do quadro geral do cliente, num compartimento independente.

Os DCP devem ser bipolares e tetrapolares, respetivamente para instalações monofásicas e trifásicas, devendo ter calibres em conformidade com a potência contratada.

A tipologia dos DCP e a correspondência com as potências contratadas são apresentadas na Tabela 14-1.

Tabela 14-1 – Tipologia dos dispositivos de controlo de potência

Monofásico			Trifásico		
Disjuntor	In (A)	P (kVA)	Disjuntor	In (A)	P (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	6,90	30-40-50-60	30	20,70
30-45-60	30	6,90		40	27,60
	45	10,35		50	34,50
	60	13,80		60	41,40

Em alternativa ao dispositivo controlador de potência, a limitação da potência tomada poderá ser assegurada por um dispositivo integrado no equipamento de medição.

14.3 Parametrização do tratamento tarifário

O tratamento tarifário das medidas de energia elétrica é parametrizável em contadores estáticos de tarifa múltipla. Em alternativa o tratamento tarifário pode ser parametrizável na URT.

Em novas ligações, a parametrização dos equipamentos de medição para efeitos de tratamento tarifário será efetuada de acordo com a opção escolhida pelo cliente e não tem qualquer encargo para este.

A parametrização dos equipamentos de medição deve ser auditável e transparente para todas as entidades envolvidas, nomeadamente operadores das redes de transporte e de distribuição, produtores, clientes finais, comercializadores de energia elétrica e laboratórios certificados.

A parametrização dos equipamentos de medição pode ser executada no local ou remotamente.

Após o primeiro estabelecimento, a parametrização do tratamento tarifário pode ser alterada sempre que o cliente ou o seu comercializador de energia elétrica o requeira, podendo a operação realizar-se de forma remota ou localmente.

As grandezas parametrizáveis e as respetivas permissões, variam consoante os modelos e as marcas dos equipamentos.

Devem ser utilizadas todas as formas de segurança disponíveis nos atuais equipamentos de medição, nomeadamente: códigos identificadores ou *passwords* de acesso.

14.3.1 Teleparametrização de equipamentos remotos de telecontagem

Sempre que a tecnologia instalada o permita, a alteração da parametrização do tratamento tarifário efetua-se de forma remota.

A entidade que procede à alteração do tratamento tarifário deve informar, com a antecedência mínima de quatro dias úteis, todas as entidades que acedam remotamente ao equipamento de medição a intervencionar.

14.3.2 Procedimento a observar na teleparametrização

A teleparametrização dos equipamentos de medição exige a prestação de informação entre as partes envolvidas.

As variáveis do contador suscetíveis de serem teleparametrizáveis devem ser aquelas que não invalidam a auditoria de certificação efetuada por laboratório acreditado. Com base neste princípio e de modo a garantir o controlo metrológico dos equipamentos, o correto estabelecimento dos circuitos, a adequação dos elementos da cadeia de contagem e a correta aquisição remota da informação de contagem, é admissível teleparametrizar os seguintes parâmetros:

- Tabela de feriados.
- Mudança de hora Verão-Inverno e Inverno-Verão.
- Ciclo Tarifário.
- Sincronização manual.
- *Password* de acesso remoto.
- Data de fecho de faturação.

Todos os equipamentos de telecontagem podem ser teleparametrizados, de acordo com a Tabela 14-2.

Tabela 14-2 – Possibilidades de teleparametrização dos parâmetros dos equipamentos de medição

Proprietário do equipamento de telecontagem	Entidade responsável pelo processo de Teleparametrização	Teleparametrizações possíveis					
		Tabela de Feriados	Mudança de hora	Ciclo Tarifário	Sincronização manual	Password de acesso remoto	Data de Fecho de Faturação
ORT	ORT	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
ORD	ORD	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Produtores	ORT (produtores ligados à RNT) ORD (produtores ligados à RND)	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Não
ORT ORD	ORT (Clientes finais MAT), ORD (Clientes finais AT)	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
ORD	ORD (Clientes finais restantes)	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim

A entidade responsável pelo processo de teleparametrização deve informar com uma antecedência mínima de 3 dias as entidades que acedem remotamente à informação de telecontagem residente no equipamento a intervencionar.

Além deste procedimento, a entidade responsável pela teleparametrização deve observar a seguinte metodologia, nas duas situações seguintes:

a) Teleparametrização sem perda de nenhum valor de contagem:

- Deve ser garantido registo auditável da teleparametrização efetuada, com a datação do evento.

b) Teleparametrização com perda de valores de contagem:

- No caso de perda de valores de contagem por parte de alguma das entidades envolvidas, a entidade que é responsável pelo processo deve disponibilizar-lhe um ficheiro com toda a informação de contagem do período respetivo, no prazo de 24 horas.
- No caso de equipamentos de medição em que a teleparametrização elimina os registos totalizadores locais, a entidade que é responsável pelo processo deve informar previamente os agentes afetados e disponibilizar-lhes posteriormente a informação necessária.
- Deve ser garantido registo auditável da teleparametrização efetuada, com a datação do evento.

SECÇÃO III- ACESSO AOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

15 ACESSO LOCAL

Os agentes do operador de rede, devidamente identificados, devem ter livre acesso aos locais das instalações ligadas à sua rede onde estejam instalados os aparelhos de medição e contagem de energia elétrica, para efeitos de leitura, conservação ou substituição, bem como para verificação e ensaio.

16 ACESSO REMOTO

16.1 Direito de acesso

Além dos operadores ou agentes responsáveis pelo fornecimento e pela operação dos equipamentos de medição, outras entidades têm direito de acesso remoto à URT associada a cada ponto de medição, nomeadamente:

a) O operador da rede de transporte:

- A todos os pontos de medição de instalações fisicamente ligadas à rede de transporte.
- Aos pontos de medição de clientes em AT e MT com contrato de interruptibilidade.
- Aos pontos de medição das ligações da rede de distribuição em MT e AT a redes fora do território nacional.

- A todos os pontos de medição de instalações de produção, ligadas fisicamente à rede de distribuição em BT, MT e AT.
- b) O operador da rede de distribuição em MT e AT:
- A todos os pontos de medição de instalações fisicamente ligadas à rede de distribuição em MT e AT e BT (no caso das redes de distribuição em BT serem exploradas pelo ORD_{MT e AT}).
 - Aos pontos de medição de instalações de clientes finais ligados fisicamente à rede de transporte.
 - Aos pontos de medição das ligações de subestações da rede de transporte à rede de distribuição em MT e AT.
 - Aos pontos de medição das ligações da rede de distribuição em MT e AT a redes fora do território nacional.
 - A todos os pontos de medição de instalações de produção, ligadas fisicamente à rede de transporte.
- c) Os operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT:
- Aos pontos de medição dos seus postos de transformação MT/BT.
 - A todos os pontos de medição de instalações fisicamente ligadas à respetiva rede de distribuição em BT.
- d) Os clientes finais ou os seus comercializadores de energia elétrica relativamente às instalações de utilização.
- e) Os produtores, nos pontos de medição que correspondem à ligação das instalações de produção à rede.

16.2 Comunicação remota

A comunicação remota para telecontagem, em instalações MAT, AT, MT e BT, faz-se preferencialmente através de ligação telefónica.

O detentor da instalação e o operador de rede podem avaliar sistemas alternativos de telecomunicações para acesso à URT do sistema de contagem, designadamente as seguintes:

- Ligação analógica de operador de rede telefónica fixa.
- Ligação através da rede de telefone móvel.
- Ligação através da Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) do operador da rede de transporte.

- Ligação através da Rede Telefónica Comutada (RTC) do operador da rede de distribuição em MT e AT.
- Ligação através da rede de distribuição de energia elétrica em BT do operador da rede de distribuição – *Power Line Carrier* (PLC).
- Ligação Ethernet através de protocolo de comunicação IP.
- Ligação por rádio frequência.

O acesso à URT do sistema de contagem deve utilizar o meio de transmissão que se revele técnica e economicamente mais adequado.

A ligação telefónica, para acesso à URT do sistema de contagem é para uso exclusivo da telecontagem.

Em ligações telefónicas por rede fixa, para proteção do *modem* local e do próprio equipamento de medição, deve ser instalada, a montante daquele *modem*, uma proteção contra sobretensões constituída por um Bloco Privativo de Assinante com Fusível (BPAF) e um Dispositivo Descarregador de Sobretensões (DST). A tensão residual deste não deve ser inferior a 230 V.

Salvo acordo entre as partes, a instalação, a operação e a manutenção da infraestrutura de telecomunicações para telecontagem do equipamento de medição, constituem encargo da entidade responsável pelo fornecimento do equipamento de medição.

Em instalações onde exista um segundo equipamento de medição, a entidade responsável por este deve equipá-lo para que possa ser integrado no sistema de telecontagem.

SECÇÃO IV – PROCEDIMENTOS DE ENSAIO E VERIFICAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

17 CONTROLO METROLÓGICO DE CONTADORES

Os contadores devem ser objeto de aprovação do modelo no país de origem que o IPAC reconheça ao abrigo dos acordos de reconhecimento mútuo, cumprirem as normas aplicáveis e serem submetidos a ensaios finais de exatidão, após os quais são selados com selo de controlo metrológico do fabricante e possuem todos os relatórios de ensaios emitidos por laboratório acreditado.

O ensaio à exatidão dos contadores deve ser realizado em laboratórios acreditados pelo IPAC ou por organismos internacionais por este reconhecidos.

Para pontos de medição BTN, os contadores de energia eletromecânicos obedecem às normas de qualidade, características metrológicas e condições de instalação estabelecidas na legislação existente e em vigor à data.

18 AUDITORIAS A PONTOS DE MEDIÇÃO LIGADOS EM MAT, AT, MT E BT

Para verificar a conformidade de um ponto de medição com os requisitos que constam do presente Guia de Medição devem ser efetuadas Auditorias.

São previstos 4 tipos de Auditorias com diferentes graus de exigência. As Auditorias aos sistemas de medição são realizadas por Laboratório acreditado pelo IPAC ou por outro organismo internacional oficialmente reconhecido. No caso da Auditoria do tipo 3 e tipo 4, que apresentam menor grau de exigência, as Auditorias podem ser efetuadas por entidades qualificadas por Laboratórios acreditados no âmbito das auditorias de contagem de energia, competindo a estes Laboratórios proceder à qualificação das entidades e dos seus procedimentos, incluindo a realização de auditorias periódicas ao seu sistema de gestão da qualidade.

A entidade que realizar a Auditoria, deve selar os pontos do sistema de medição passíveis de serem violados, bem como colar evidências no contador da realização da Auditoria, por intermédio de etiquetas onde conste o nome da entidade que realizou a auditoria e a data da realização dos ensaios.

Na sequência de uma Auditoria deve ser elaborado um relatório, que evidencie as anomalias detetadas e deve seguir, de forma genérica, o modelo constante dos documentos complementares ao Guia de Medição sobre auditorias, devendo incluir as anomalias eventualmente encontradas.

18.1 Auditoria do Tipo 1

Este tipo de Auditoria inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação fora de serviço, desde os primários dos transformadores de medição até à UCT. Esta Auditoria inclui a medição das cargas dos transformadores de medição, 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 medição, 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, de acordo com os ensaios seguintes:

18.1.1 Ensaio de medida do contador

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 e os trabalhos de 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 que lhe é aplicável.

18.1.2 Verificação das ligações dos circuitos de contagem a partir dos primários dos transformadores de medição

Todos os cabos, ligações e apertos dos terminais existentes desde os primários dos transformadores de medição até aos contadores devem ser verificados, confirmando a sua correta ligação e comprovando os requisitos constantes no presente Guia de Medição.

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.

18.1.3 Verificação da parametrização das relações de transformação

As relações de transformação efetivamente existentes nos transformadores de medição devem ser verificadas por intermédio de injeção de corrente ou tensão nos primários dos transformadores de medição e comparadas com os parâmetros dos contadores, devendo, caso não sejam concordantes, ser efetuada a reparametrização destes sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.

18.1.4 Verificação das cargas e quedas de tensão nos circuitos secundários

As cargas dos circuitos secundários devem ser medidas através da injeção de correntes e tensões nos terminais secundários dos transformadores de medição, 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 objeto de medição e verificação nos termos especificados em documento complementar ao Guia de Medição, relativo aos transformadores de tensão.

A carga dos circuitos de medida, dedicados à contagem de energia elétrica, dos transformadores de medida deve ser medida e verificada nos termos especificados em documentos complementares ao Guia de Medição relativos aos transformadores de tensão e aos transformadores de corrente.

18.1.5 Verificação e validação das parametrizações dos contadores através de ensaio de telecontagem

A verificação e validação das parametrizações são efetuadas recorrendo à simulação de 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.

18.1.6 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, na sequência do ensaio previsto no ponto anterior.

18.2 Auditoria do Tipo 2

A Auditoria do Tipo 2 inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação preferencialmente fora de serviço, incluindo a medição das quedas de tensão nos circuitos de tensão, a verificação e confirmação das relações de transformação dos transformadores de medição 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, de acordo com os ensaios seguintes:

18.2.1 Ensaio de medida dos contadores

A qualidade das medidas dos contadores 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 que lhe é 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.

18.2.2 Verificação da conformidade das ligações dos transformadores de medição ao contador

A verificação da conformidade das ligações entre os transformadores de medição e o contador, deve ser executada recorrendo à inspeção visual e através da análise vetorial das grandezas elétricas, nas fichas ou terminais seccionáveis de ensaio.

18.2.3 Verificação da parametrização das relações de transformação

As relações de transformação efetivamente existentes nos transformadores de medição devem ser verificadas e comparadas com os parâmetros dos contadores, devendo, caso não sejam concordantes, ser efetuada a reparametrização destes 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.

18.2.4 Verificação das cargas e quedas de tensão nos circuitos secundários

A queda de tensão entre os terminais do secundário do transformador de tensão e o contador deve ser objeto de medição e verificação nos termos especificados em documento complementar ao Guia de Medição relativo aos transformadores de tensão.

A carga dos circuitos de medida dos enrolamentos secundários dos transformadores de medida, dedicados à contagem de energia elétrica, deve ser medida e verificada nos termos especificados em documentos complementares ao Guia de Medição relativos aos transformadores de tensão e aos transformadores de corrente. Caso não seja possível retirar a instalação de serviço, as medições são efetuadas nas condições de exploração da instalação.

18.2.5 Verificação e validação das parametrizações dos contadores através de ensaio de telecontagem

A verificação e validação das parametrizações devem ser efetuadas recorrendo à simulação de uma situação de exploração normal de trânsito de energia 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.

18.2.6 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, na sequência do ensaio previsto no ponto anterior.

18.3 Auditoria do Tipo 3

A Auditoria do Tipo 3 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, de acordo com os ensaios seguintes:

18.3.1 Ensaio de medida do contador

Deve ser obtido o erro do contador, em energia ativa e reativa, nas condições de exploração da instalação.

18.3.2 Verificação da conformidade das ligações dos transformadores de medição ao contador

A verificação da conformidade das ligações entre os transformadores de medição e o contador deve ser executada recorrendo à inspeção visual e através da análise vetorial das grandezas, nas fichas ou terminais seccionáveis de ensaio.

18.3.3 Verificação da parametrização das relações de transformação

As relações de transformação efetivamente existentes nos transformadores de medição devem ser verificadas e comparadas com os parâmetros dos contadores, devendo, caso não sejam concordantes, ser efetuada a reparametrização destes sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.

18.3.4 Verificação e validação das parametrizações dos contadores através de ensaio de telecontagem

A verificação e validação das parametrizações dos contadores devem ser efetuadas recorrendo ao registo de energia durante um determinado período de tempo numa situação de exploração normal e posterior comparação com os valores registados no contador e na UCT.

18.3.5 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, na sequência do ensaio do ponto anterior.

18.4 Auditoria do Tipo 4

Este tipo de Auditoria inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação em serviço, de acordo com os ensaios seguintes:

18.4.1 Erro do contador

Considera-se o erro do contador o que consta do seu relatório de ensaios.

18.4.2 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, na análise das condições de funcionamento da instalação e na representação vetorial das grandezas.

18.4.3 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, devendo, caso não sejam concordantes, ser efetuada a reparametrização destes sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.

18.4.4 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, devem ser seguidos os procedimentos descritos no ponto 18.3.4.

18.4.5 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, na sequência do ensaio previsto no ponto anterior.

19 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO PARA A INSTALAÇÃO DE UM NOVO PONTO DE MEDIÇÃO

19.1 Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT de potência instalada superior ou igual a 10 MVA

Para este tipo de instalações, devem ser realizadas auditorias do Tipo 1.

A entidade acreditada que efetuar as verificações deve elaborar um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas.

A entrada oficial em serviço do ponto de medição pode ficar condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

19.2 Pontos de medição ligados em AT e MT de potência instalada superior ou igual a 1 MVA e inferior a 10 MVA

Para este tipo de instalações, devem ser realizadas auditorias com um nível de exigência mínimo correspondente ao Tipo 2.

A entidade acreditada que efetuar as verificações deve elaborar um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas.

A entrada oficial em serviço do ponto de medição pode ficar condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

19.3 Pontos de medição ligados em AT e MT de potências requisitadas inferiores a 1 MVA

Para este tipo de instalações, devem ser realizadas auditorias com um nível de exigência mínimo correspondente ao Tipo 3.

A entidade acreditada ou qualificada de acordo com as condições do ponto 18, que efetuar as verificações, deve elaborar um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas.

Nestas instalações os ensaios de telecontagem e de acesso remoto de acordo com os pontos 18.3.4 e 18.3.5, respetivamente, devem ser realizados num período máximo de 20 dias, após a ligação da instalação à rede.

Estas ações devem ser realizadas, preferencialmente, na presença do cliente ou do seu representante a quem devem ser fornecidas cópias do relatório de ensaio.

A entrada oficial em serviço do ponto de medição pode ficar condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

19.4 Pontos de medição ligados em BT com potência contratada superior a 41,4 kVA

Para este tipo de instalações, devem ser realizadas, auditorias com um nível de exigência mínimo correspondente ao Tipo 4.

A entidade acreditada ou qualificada de acordo com as condições do ponto 18, que efetuar as verificações, deve elaborar um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas, devendo também confirmar a existência dos selos de controlo metrológico, nos equipamentos de medição.

Nestas instalações, os ensaios de telecontagem e de acesso remoto de acordo com os pontos 18.4.4 e 18.4.5, respetivamente, devem ser realizados num período máximo de 20 dias, após a ligação da instalação à rede.

Estas ações devem ser efetuadas, preferencialmente, na presença do cliente ou do seu representante a quem devem ser fornecidas cópias do relatório de verificação.

A entrada em serviço do ponto de medição pode ficar condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

19.5 Pontos de medição ligados em BT com potência contratada menor ou igual a 41,4 kVA

Para este tipo de instalações, devem ser realizadas auditorias com um nível de exigência mínimo correspondente ao Tipo 4. Nos casos em que o sistema de medição não permite realização de telecontagem, não é aplicável a verificação e validação das comunicações de acordo com o ensaio 18.4.5.

A entidade acreditada ou qualificada de acordo com as condições do ponto 18, que efetuar as verificações, deve elaborar um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas, devendo também confirmar a existência dos selos de controlo metrológico, nos equipamentos de medição.

20 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO PARA ALTERAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO EM SERVIÇO

Qualquer alteração que se venha a realizar num ponto de medição em serviço, deve colocar o sistema de contagem em conformidade com as especificações técnicas, os requisitos e os procedimentos descritos no presente Guia de Medição, na parte aplicável.

Com exceção dos pontos de medição de instalações em BT e MT de potência instalada inferior ou igual a 1 MVA, na sequência de uma alteração, são necessários trabalhos de verificação e ensaio, os quais devem ser efetuados por uma entidade acreditada para o efeito, sob responsabilidade da entidade proprietária dos equipamentos de medição nos termos estabelecidos, para cada caso, no ponto 18.

A entidade que efetuar as verificações deve elaborar um relatório final onde se incluam as anomalias eventualmente encontradas.

A entrada oficial em serviço do ponto de medição fica condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações que tenham ficado pendentes.

21 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO PERIÓDICA E OBRIGATÓRIA

21.1 Procedimentos regulares de verificação remota

Sem prejuízo dos procedimentos de verificação periódica previstos nos pontos seguintes, o operador de rede deve proceder a verificações remotas, sempre que aplicável, da conformidade da instalação em serviço, recolhendo dados que permitam a construção e análise do respetivo diagrama vetorial. Sempre que sejam identificadas suspeitas de não conformidades deverá ser desencadeada uma auditoria extraordinária.

21.2 Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT

A verificação periódica e obrigatória dos equipamentos ligados a instalações MAT, AT, e MT de potências instaladas iguais ou superiores a 10 MVA deve ser realizada conforme o definido no ponto 18.2 ou em alternativa, quando o operador de rede o considerar adequado, cumulativamente o procedimento previsto no ponto 18.1.1 e a verificação da conformidade das selagens.

A verificação periódica e obrigatória dos equipamentos ligados a instalações AT e MT de potências instaladas superiores a 1 MVA e inferiores a 10 MVA, deve ser realizada conforme o definido no ponto 18.2.

O período máximo entre verificações é o indicado na Tabela 21-1.

Tabela 21-1 – Período máximo entre verificações dos equipamentos de medição em MAT, AT e MT

Nível de tensão	Potência Requisitada (MVA)	Nº de anos entre verificações
MAT	-	3
AT e MT	$S \geq 10$	5
	$1 < S < 10$	10
	$S \leq 1$	15

Os encargos com a verificação são da responsabilidade do proprietário do equipamento.

O proprietário do equipamento informará a outra parte da data em que se efetuará a verificação obrigatória com a antecedência mínima de 8 dias úteis em relação à data da sua realização.

No caso de existir dupla medição (com transformadores de medição comuns), é obrigatória a verificação destas contagens, sempre que a diferença entre as medições dos dois equipamentos, num período de faturação, seja superior a:

- 2% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia ativa para fornecimentos em MT.
- 1% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia ativa para fornecimentos em AT.
- 0,4% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia ativa para fornecimentos em MAT.
- 6% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia reativa.

Os encargos com o ajuste são da responsabilidade do proprietário do equipamento desregulado.

Caso se confirme uma variação metrológica significativa nos equipamentos, proceder-se-á à respetiva substituição.

21.3 Pontos de medição ligados em MT de potência instalada igual ou inferior a 1 MVA

A verificação periódica e obrigatória dos equipamentos ligados a instalações MT de potências instaladas iguais ou inferiores a 1 MVA, deve ser realizada nos termos definidos no ponto 18.3.

21.4 Pontos de medição ligados em BTE

A verificação periódica e obrigatória dos equipamentos ligados a instalações BTE, deve ser realizada nos termos definidos no ponto 18.4.

Anualmente devem ser verificados os contadores para os quais tenham decorrido 15 anos desde a última verificação.

21.5 Pontos de medição ligados em BTN

A verificação periódica e obrigatória dos equipamentos ligados a instalações BTN, deve ser realizada nos termos definidos no ponto 18.4.

Anualmente devem ser verificados os contadores estáticos para os quais tenham decorrido 15 anos desde a última verificação.

No caso de contadores eletromecânicos, a verificação periódica e obrigatória deve ser realizada com a periodicidade definida em legislação específica.

21.6 Pontos de medição em instalações de produção

A verificação periódica dos equipamentos de medição em instalações de produção deve garantir o bom funcionamento dos equipamentos e das condições de operação dos sistemas de medição.

Na ausência de legislação específica sobre verificações periódicas aos equipamentos e sistemas de medição em instalações de produção ligadas à rede de transporte ou à rede de distribuição, os produtores devem seguir os procedimentos de verificação periódica com periodicidade e conteúdo análogos aos previstos para os clientes finais, em função do nível de tensão de ligação e da potência instalada. Adicionalmente, são aplicáveis as disposições sobre verificações extraordinárias previstas no ponto 22.

22 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO EXTRAORDINÁRIA

Os equipamentos de medição podem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, sempre que qualquer das partes suspeite ou detete defeito no seu funcionamento.

Se uma das partes exigir uma verificação extraordinária e esta vier a confirmar que os equipamentos de medição funcionam dentro dos limites de tolerância, é de sua responsabilidade o pagamento dos respetivos encargos.

Se a verificação extraordinária vier a confirmar o defeito de funcionamento dos equipamentos de medição, o pagamento dos encargos resultantes da verificação é da responsabilidade do proprietário do equipamento.

Sem prejuízo dos procedimentos de verificação extraordinária, o operador de rede deve proceder a verificações remotas da conformidade da instalação em serviço, nos termos do ponto 21.1.

22.1 Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT

A verificação extraordinária deve realizar-se por entidade acreditada, nos termos da legislação em vigor sobre controlo metrológico.

Qualquer das partes pode solicitar uma verificação extraordinária ao sistema de medição, para o que deve avisar as outras partes com uma antecedência mínima de 10 dias úteis.

22.2 Pontos de medição ligados em BT

No caso de contadores eletromecânicos, a verificação extraordinária é obrigatória sempre que o contador seja retirado para reinstalação.

Para contadores estáticos, a verificação extraordinária será necessária em caso de violação dos selos do controlo metrológico.

Os erros máximos admissíveis são iguais aos estabelecidos para a primeira verificação.

CAPÍTULO IV

LEITURA E PROCESSAMENTO

SECÇÃO I – GRANDEZAS RELEVANTES A DETERMINAR

23 GRANDEZAS RELEVANTES A DETERMINAR

A medição e leitura dos equipamentos de medida, bem como o processamento dos dados, têm como objetivo a determinação das grandezas relevantes para efeitos de faturação, as quais são, de acordo com o RRC, as seguintes:

- a) Potência tomada.
- b) Potência contratada.
- c) Potência em horas de ponta.
- d) Energia ativa.
- e) Energia reativa.

A determinação das grandezas relevantes referidas anteriormente é efetuada com recurso à leitura das grandezas objeto de medição ou ao seu cálculo, de acordo com o definido nos pontos seguintes.

24 GRANDEZAS MEDIDAS

As grandezas objeto de medição que podem ser obtidas dos equipamentos, são as seguintes:

- a) Energia ativa ou potência ativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- b) Energia reativa ou potência reativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- c) Potência tomada registada num período de tempo determinado.
- d) Energia ativa acumulada num período de tempo.
- e) Energia reativa acumulada num período de tempo.

As grandezas identificadas nas alíneas a) e b) são obtidas com a periodicidade definida no ponto 28.2, nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de produtores às redes de transporte e de distribuição em MT e AT.
- Ligações entre a Rede Nacional de Transporte e as redes fora do território nacional.
- Ligações das subestações da rede de transporte às redes de distribuição em MT e AT.
- Ligações entre as redes do operador da rede em MT e AT e as redes fora do território nacional.

- Ligações MT dos postos de transformação MT/BT dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.
- Ligações das instalações de clientes finais em MAT, AT e MT.

As grandezas identificadas nas alíneas a) e b) são obtidas com a periodicidade definida no ponto 28.1, nas ligações das instalações de clientes finais em MT que não disponham de telecontagem e cujo equipamento de medição registe o diagrama de carga do consumo.

As grandezas identificadas nas alíneas c), d) e e) são obtidas com periodicidade definida no ponto 28.2 nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de produtores à rede de distribuição em BT (exceto alínea e) para microprodutores e miniprodutores em instalações em BTN).
- Ligações das instalações de clientes finais em BTE.
- Ligações das instalações de iluminação pública que disponham de telecontagem.

A variável identificada na alínea d) é obtida com periodicidade definida no ponto 28.1 nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de clientes finais em BTN.
- Ligações das instalações de iluminação pública que não disponham de telecontagem.

25 GRANDEZAS CALCULADAS

Quando não é possível a obtenção de todas as grandezas necessárias, por consulta aos equipamentos, torna-se necessário proceder à sua determinação através de cálculos auxiliares. Enquadra-se ainda neste âmbito a estimativa necessária à correção dos erros de medição ou leitura ou falta de dados.

As grandezas que devem ser calculadas são as seguintes:

- a) Potência tomada determinada num período de tempo definido.
- b) Potência contratada determinada num período de tempo definido.
- c) Energia ativa ou potência ativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- d) Energia reativa ou potência reativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- e) Estimativa da energia ativa acumulada por período tarifário.
- f) Estimativa de energia ativa discriminada por períodos de integração de 15 minutos, por aplicação de perfil de consumo.

As grandezas identificadas nas alíneas a) e b) são determinadas com periodicidade mensal nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das subestações da rede de transporte às redes de distribuição em MT e AT.
- Ligações entre as redes do operador da rede em MT e AT e as redes fora do território nacional.
- Ligações MT dos postos de transformação MT/BT dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.
- Ligações das instalações de clientes finais em MAT, AT e MT.

A variável identificada na alínea b) é determinada com periodicidade mensal nas ligações das instalações de clientes finais em BTE.

As grandezas identificadas nas alíneas c) e d) são determinadas para os períodos de integração em que ocorra uma situação de anomalia, de acordo com o definido no ponto 29 e com aplicação nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de produtores às redes de transporte e distribuição em MT e AT.
- Ligações entre a Rede Nacional de Transporte e as redes fora do território nacional.
- Ligações das subestações da rede de transporte às redes de distribuição em MT e AT.
- Ligações entre as redes do operador da rede em MT e AT e as redes fora do território nacional.
- Ligações em MT dos postos de transformação MT/BT dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.
- Ligações das instalações de clientes finais em MAT, AT e MT.

A variável identificada na alínea e) é determinada com periodicidade mensal nas ligações das instalações de clientes finais em BT.

A variável identificada na alínea f) é determinada com periodicidade diária nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de clientes finais em BT, quando não disponham de equipamentos de medição com registo horário e leitura diária.
- Ligações das instalações de produtores em BT, quando não disponham de equipamentos de medição com registo horário e leitura diária.

SECÇÃO II – LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

26 RESPONSABILIDADE PELA LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

26.1 Pontos de medição de instalações de produção em regime especial

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição das instalações de produção em regime especial é do operador da rede a que estejam ligadas e do produtor respetivo, os quais deverão acordar os procedimentos de leitura.

26.2 Pontos de medição de instalações de produção em regime ordinário

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição das instalações de produção em regime ordinário é do operador da rede de transporte e do produtor respetivo, os quais deverão acordar os procedimentos de leitura.

26.3 Pontos de medição das ligações com redes fora do território nacional

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição das ligações entre as redes nacionais e redes fora do território nacional é do operador cuja rede esteja interligada.

O operador da rede de transporte tem a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição de qualquer ponto de medição relativo a interligações internacionais.

26.4 Pontos de medição das ligações de subestações da rede de transporte à rede de distribuição em MT e AT

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição das ligações de subestações da rede de transporte à rede de distribuição em MT e AT é do operador da rede de transporte.

O operador da rede de distribuição em MT e AT tem a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição nos pontos de medição referidos.

26.5 Pontos de medição nas ligações da rede de distribuição em MT à rede de distribuição em BT

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição nas ligações da rede de distribuição em MT à rede de distribuição em BT é do operador da rede de distribuição em MT.

No caso das redes de distribuição em BT de um operador de rede distinto do operador da rede de distribuição em MT, o operador da rede de distribuição em BT tem a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição nos pontos de medição referidos.

26.6 Pontos de medição de instalações de clientes finais

Nos pontos de medição de instalações de clientes finais a entidade responsável pela leitura dos equipamentos de medição é o operador da rede a que estão ligadas.

Têm ainda a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição e a sua comunicação, bem como de verificar os respetivos selos, as seguintes entidades:

- O cliente final.
- O comercializador com contrato de fornecimento com o cliente final.

A comunicação das leituras recolhidas pelos clientes finais em BTN pode ser efetuada por estes, ou pelo comercializador com quem celebraram contrato de fornecimento, devendo ser utilizados os meios que o operador da rede disponibilizar para o efeito, nomeadamente a comunicação telefónica ou eletrónica.

27 DIREITO DE ACESSO AOS DADOS DE MEDIÇÃO

27.1 Pontos de medição de instalações produtoras

Têm direito de acesso aos dados de medição das instalações produtoras:

- O produtor.
- O operador da rede de transporte.
- O operador da rede de distribuição em AT e MT.
- O operador da rede de distribuição à qual a instalação está ligada.

27.2 Pontos de medição de interligações

INTERNACIONAIS

Os dados de medição das interligações em MAT podem ser acedidos pelos operadores da rede de transporte de ambos os países. Nas ligações AT e MT os dados de medição podem ser acedidos pelos operadores da rede de distribuição envolvidos.

O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT devem trocar entre si estes dados de medição, diariamente, incluindo fins-de-semana e feriados.

NACIONAIS

Os operadores de rede envolvidos na interligação têm direito de acesso aos dados de medição.

27.3 Pontos de medição de instalações de clientes finais

Têm direito de acesso aos dados de medição o cliente, o comercializador com contrato de fornecimento com o cliente e o operador a cuja rede a instalação está ligada. No caso dos clientes em MAT tem igualmente direito de acesso aos dados de medição o operador da rede de distribuição em AT e MT.

O operador da rede de transporte tem ainda direito de acesso aos dados de medição dos clientes finais com contrato de interruptibilidade.

28 LEITURA

A leitura consiste na recolha dos valores das grandezas objeto de medição registadas no mostrador ou nas memórias dos equipamentos de medição.

A recolha de leituras pode ser realizada diretamente dos equipamentos de medição por uma das seguintes entidades:

- a) O operador da rede.
- b) O cliente.
- c) O comercializador.
- d) O produtor.

28.1 Acesso local

A leitura local caracteriza-se por ser efetuada junto dos equipamentos de medição.

A leitura local pode ser recolhida através de equipamentos de recolha de dados, por digitação direta sobre estes pelos agentes de leitura, ou por recurso a interfaces que façam a captação dos dados, diretamente dos equipamentos de medição.

28.1.1 Motivo da Leitura

Os diferentes motivos de leitura podem ser os seguintes:

- a) Leitura de ciclo.
- b) Leitura fora de ciclo.
- c) Leitura extraordinária.
- d) Leitura inicial.
- e) Leitura final.

28.1.2 Diligências para obtenção da leitura

Para todos os clientes finais em BTN cuja obtenção da leitura seja por acesso local, e para os clientes em MT, BTE e circuitos de iluminação pública sem leitura remota nos termos do ponto 36, os operadores das redes de distribuição devem promover ações no sentido de garantir o cumprimento da periodicidade de leitura estabelecida.

Considerando o disposto no ponto 24, sintetiza-se na Tabela 28-1, a periodicidade de leitura dos contadores dos clientes finais.

Tabela 28-1 – Periodicidade da leitura de ciclo para os vários tipos de fornecimento com leitura local

Tipo de Cliente	Periodicidades de Leitura de Ciclo
MT e BTE sem leitura remota	MENSAL
BTN	TRIMESTRAL
Circuitos de iluminação pública sem leitura remota	TRIMESTRAL

Os operadores da rede de distribuição devem informar a data em que vão efetuar a leitura ou, de que foi tentada sem êxito a mesma, utilizando para isso os meios que considerem adequados.

No aviso entregue no local de consumo, informando que foi tentada uma recolha de leitura, devem constar a identificação da instalação, os meios de comunicação disponíveis e o prazo para a comunicação da leitura.

28.1.3 Leitura extraordinária

O operador da rede pode exigir ao cliente a realização de uma leitura extraordinária, nas seguintes situações:

- a) No caso dos clientes finais em BTN, se, após uma tentativa de leitura e por facto imputável ao cliente, não for possível o acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, durante um período que não ultrapasse os 6 meses consecutivos e não existir qualquer comunicação por parte do cliente sobre os dados de consumo durante o mesmo período.
- b) Para os restantes clientes finais, se, por facto imputável ao cliente, e após duas tentativas por parte do operador da rede não puder ser efetuada a leitura do equipamento de medição durante um período que não ultrapasse os 6 meses consecutivos.

A marcação de visitas às instalações dos clientes finais, para efeitos de leitura extraordinária dos equipamentos de medição, deve ser efetuada por acordo entre o cliente e o seu comercializador, que procede ao agendamento em articulação com o operador da rede. Este agendamento ocorre com recurso aos mecanismos de comunicação disponíveis e deve seguir as regras estabelecidas no RQS para marcação de visitas às instalações dos clientes finais.

Na impossibilidade de acordo de uma data para a leitura extraordinária num prazo máximo de 20 dias após notificação, o operador de rede pode interromper o fornecimento nos termos previstos no RRC.

No âmbito do processo de mudança de comercializador, qualquer um dos comercializadores envolvidos (novo ou cessante) pode exigir a realização de uma leitura extraordinária para efeitos de definição da leitura e da data de mudança, nos termos dos procedimentos de mudança de comercializador.

28.1.4 Hora da leitura

Nos casos em que os aparelhos de medição não permitam identificar a hora a que a leitura corresponde, é definido que a hora de leitura é às 24 horas do dia da recolha da leitura.

No âmbito do processo de mudança de comercializador, para qualquer instalação de cliente cuja leitura é obtida por acesso local, quer seja real ou estimada, a hora da leitura é convencionada da seguinte forma:

- a) A leitura final do contrato antigo é definida às 24 horas do dia anterior à mudança de comercializador.
- b) A leitura inicial do novo contrato é definida às 0 horas do dia da mudança de comercializador e corresponde à leitura de mudança de comercializador.

28.2 Acesso remoto

A leitura remota dos equipamentos de medição pode ser efetuada através dos sistemas de comunicação previstos no ponto 16.2.

28.2.1 Diligências para obtenção da leitura

Para todos os clientes finais MAT, AT, MT e BTE cuja obtenção da leitura seja por acesso remoto, os operadores das redes devem promover as ações necessárias no sentido de garantir o cumprimento da periodicidade estabelecida. Estão ainda abrangidos por esta obrigação os circuitos de iluminação pública com equipamentos de medição de leitura remota.

Considerando o disposto no ponto 24, sintetiza-se na Tabela 28-2, a periodicidade de leitura para os diferentes tipos de fornecimento com leitura remota.

Tabela 28-2 – Periodicidade da leitura de ciclo para os tipos de fornecimento com leitura remota

Tipo de Cliente	Periodicidades de Leitura de Ciclo
MAT, AT, MT	DIÁRIA
BTE com leitura remota	MENSAL
Circuitos de iluminação pública com leitura remota	MENSAL

28.2.2 Impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao cliente

O cliente não pode efetuar, por sua iniciativa, o corte sistemático ou prolongado do fornecimento de energia elétrica aos elementos da equipa de medida, designadamente através da abertura de órgão de corte da instalação a montante da equipa de medida. Caso se verifique esta situação, o cliente deve alimentar o equipamento de medição e os módulos de comunicação através de uma fonte de alimentação externa, ininterrupta.

Sempre que se verifique não ser possível manter o sistema de telecontagem funcional pelo motivo anteriormente referido, o operador da rede de distribuição AT e MT deve avisar o cliente, por carta registada, com conhecimento ao respetivo comercializador, para que, no prazo de 10 dias a contar da data da sua receção, tome as medidas adequadas no sentido de repor o normal funcionamento da telecontagem. Se decorrido o prazo dos 10 dias, e após uma verificação local, a situação se mantiver, a instalação pode ser interrompida nos termos estabelecidos no RRC.

SECÇÃO III – REGRAS PARA A CORRECÇÃO DE ANOMALIAS

29 PROCEDIMENTOS RELATIVOS À CORRECÇÃO DE ANOMALIAS DE MEDIÇÃO E LEITURA

São consideradas anomalias as seguintes situações:

- a) Erros de medição.
- b) Erros de configuração.
- c) Erros de leitura da energia e da potência.
- d) A impossibilidade de recolha de dados no período determinado.
- e) Procedimentos fraudulentos.

Estas anomalias são corrigidas em função da melhor estimativa possível durante o período em que a anomalia se manteve.

Após a identificação das situações de anomalia, estas são analisadas e classificadas consoante o tipo, permitindo implementar as correções de acordo com as regras definidas nesta Secção.

Os dados de correção devem ser fornecidos a todas as partes interessadas no processo, através dos meios de comunicação disponíveis e nos formatos acordados.

Na ocorrência de situações de anomalias não tipificadas, estas devem ser submetidas à apreciação das partes e objeto de correção por mútuo acordo. O processo de acordo deve ser iniciado pelo operador de rede a que a instalação estiver ligada descrevendo a metodologia de correção e estabelecendo um prazo máximo para confirmação da sua aceitação.

O prazo para completar o apuramento dos valores de correção deve desejavelmente ser compatível com a data de fecho do período de faturação e não deve ser superior a 15 dias.

29.1 Responsabilidade pela correção de anomalias

A entidade responsável pela leitura dos equipamentos de medição é, por inerência, responsável pela correção das anomalias detetadas. Contudo, dependendo do tipo de ponto de medição, devem ser consideradas as seguintes especificidades:

- a) Nos pontos de medição de instalações produtoras a correção de anomalias é objeto de acordo entre o operador da rede e o produtor.
- b) Nos pontos de medição de interligações a correção de anomalias é objeto de acordo entre os operadores das redes.

29.2 Tipificação de anomalias

Anomalias tipificadas são as que correspondem a erros de medição, de configuração, de leitura, de comunicação de dados e a fraudes.

Os critérios de classificação e a sua caracterização encontram-se descritos neste ponto.

29.2.1 Erros de medição

Os erros passíveis de serem classificados como de medição, são originados por:

- a) Mau funcionamento ou qualquer desregulação intrínseca ao equipamento de medição.
- b) Defeito de funcionamento dos transformadores de medição.
- c) Não conformidade das relações de transformação dos transformadores de medição.
- d) Erro de ligação dos equipamentos de medição.

No caso específico de leituras por acesso remoto em que são recolhidos diagramas de carga (períodos de integração de 15 minutos), ocorre erro de medição explícito quando os períodos de integração do contador ou concentrador apresentam uma das seguintes indicações:

- a) Valor afetado por “overflow”, correspondente a um valor que ultrapassou o limite máximo parametrizado para aquele campo de informação.
- b) Valor de teste, assim identificado por corresponder a um período em que existiu uma intervenção técnica no equipamento.
- c) Valor provavelmente inválido (valor acompanhado por um alerta de anomalia registado no contador).
- d) Valor alterado manualmente no concentrador ou no contador.

29.2.2 Erros de configuração

Os erros passíveis de serem classificados como de configuração, são os seguintes:

- a) Erro de parametrização no contador.
- b) Erro de parametrização nos sistemas de informação relacionados com a medição.

29.2.3 Erros de leitura por acesso local

Os erros característicos da leitura por acesso local, acontecem, devido à ação manual incorreta dos agentes de leitura, nos momentos de ver, ler e digitar ou registar os valores de energia ou potência do contador.

29.2.4 Erros de comunicação de dados

A existência de anomalias de comunicação verifica-se para a leitura por acesso remoto e tem como consequência a falta de dados de medição para a instalação, num determinado período de tempo.

Em caso de falha dos processos automáticos de recuperação dos dados, a entidade responsável pela leitura deve empregar os esforços necessários para a sua recolha local num prazo desejavelmente compatível com a data de fecho do período de faturação e não superior a 15 dias.

Verificando-se a falta definitiva dos dados de medição, será aplicado o processo de estimativa definido nesta Secção.

29.2.5 Fraudes

As fraudes correspondem a ações suscetíveis de falsear o funcionamento normal ou a leitura dos equipamentos de medição de energia elétrica ou de controlo de potência, constituindo uma violação do contrato de fornecimento de energia elétrica.

29.3 Anomalias não tipificadas

São consideradas não tipificadas as anomalias de comunicação que têm como consequência a falta de dados de medição para a instalação, que ultrapasse em 10% o total de energia elétrica apurado no período de faturação anterior.

A ocorrência de situações de anomalia que não correspondam à tipificação descrita no ponto anterior, determina que estas sejam submetidas a apreciação das partes e objeto de correção por mútuo acordo.

O processo de acordo deve ser iniciado pelo operador de rede a que a instalação estiver ligada. O acordo deve descrever a metodologia de correção e estabelecer um prazo máximo para confirmação da sua aceitação.

O prazo para completar o apuramento dos valores de correção deve desejavelmente ser compatível com a data de fecho do período de faturação e não deve ser superior a 15 dias.

29.4 Correção de anomalias tipificadas

As regras de correção das diversas anomalias descritas no ponto 29.2, após a sua identificação, análise e classificação, têm efeito para o período em que a anomalia se manteve, podendo ser aplicados um ou mais dos seguintes procedimentos:

- a) Definição de um fator multiplicativo a aplicar à energia e potência no período.
- b) Estimativa de energia elétrica para o período em falta, períodos com erro ou por anulação de uma leitura passada.

Para efeitos de cálculo são ainda consideradas relevantes, as características da instalação e o seu regime de funcionamento.

29.4.1 Definição de um fator multiplicativo

Sempre que seja possível determinar o fator de erro que afetou os valores de consumo ao longo do período em que a anomalia se manteve, deverá ser esse o fator de correção a aplicar.

29.4.2 Aplicação de estimativa

A estimativa é uma das metodologias disponíveis para a correção das anomalias identificadas e é definida de acordo com o tipo de leitura.

29.4.2.1 Leitura obtida por acesso remoto para recolha de diagramas de carga

A correção das anomalias de medição e de comunicação de dados aplica-se a valores de energia elétrica relativos a períodos de integração com indicação explícita de erro.

Essa correção só poderá ser efetuada nos casos em que o volume de energia elétrica apurado através de correção de erros não ultrapasse 10% do total de energia elétrica apurado no período de faturação anterior.

Para novos clientes, para os quais não existe um período de faturação completo anterior, o volume apurado através de correção de erros de leitura não pode ultrapassar 10% do total de energia elétrica apurado no período de faturação corrente.

A correção deve realizar-se de acordo com as seguintes regras:

- a) Erro afetando apenas 1 período de integração (15 minutos)

Será considerado, no período com erro, o valor da energia elétrica entregue no período de integração anterior.

- b) Erro afetando de 2 a 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia elétrica entregue nesses períodos

A energia elétrica medida em todo o intervalo deve ser dividida uniformemente pelos períodos de integração com erro.

- c) Erro afetando de 2 a 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia elétrica entregue nesses períodos

A energia elétrica considerada em cada um dos períodos deve corresponder à média dos dois períodos de integração imediatamente anterior e posterior à situação de erro.

Caso só um dos dois períodos de integração tenha valores válidos deve ser considerado apenas esse período de integração.

- d) Erro afetando mais de 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia elétrica entregue

A energia elétrica medida em todo o intervalo deve ser dividida pelos períodos de integração com erro, à semelhança do diagrama do período equivalente da semana anterior.

- e) Erro afetando mais de 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia elétrica entregue

A energia elétrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro deve corresponder 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 nenhum período homólogo anterior, com valores válidos, a energia elétrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro corresponde à média dos períodos homólogos das 2 semanas seguintes com informação disponível. Se necessário, este período pode ser estendido aos 3 períodos de faturação seguintes.

- f) Para a aplicação das regras anteriores, os valores considerados para correção de valores com erro podem ser valores sem erro ou valores resultantes da correção de erros.

- g) O resultado da aplicação das regras anteriores será sempre um valor inteiro resultante do arredondado para o valor inteiro mais próximo. No caso do contador registar casas decimais, o

arredondamento será feito para o valor mais próximo dentro dos algarismos significativos registados pelo contador.

29.4.2.2 Leitura por acesso local

A estimativa dos valores de energia elétrica para instalações de clientes finais em BTN sem telecontagem será, preferencialmente, efetuada com recurso ao método de estimativa atribuído ao ponto de entrega, conforme descrito na Secção IV do Capítulo IV. Na eventualidade da instalação em causa não possuir histórico de consumo, pode recorrer-se aos valores medidos nos primeiros 3 meses após a correção da anomalia.

Nas instalações de clientes finais em MT e BTE com leitura local, a determinação dos valores de energia elétrica será, preferencialmente, efetuada tendo por base o histórico dos últimos 12 períodos de faturação mensal dos valores das grandezas a determinar. Na eventualidade da instalação em causa não possuir histórico de consumo, pode recorrer-se aos valores medidos nos primeiros 3 meses após a correção da anomalia.

29.5 Correção de anomalias não tipificadas

As anomalias não tipificadas devem ser submetidas, caso a caso, à apreciação das partes e objeto de correção por mútuo acordo, devendo o processo de acordo deve ser iniciado pelo operador da rede a que a instalação estiver ligada.

No âmbito deste processo, o operador da rede poderá propor à outra parte uma metodologia de correção e estabelecer um prazo máximo para confirmação da sua aceitação.

O prazo para completar o apuramento dos valores de correção deve desejavelmente ser compatível com a data de fecho do período de faturação e não deve ser superior a 15 dias.

Em caso de falta de acordo entre as partes e de modo a evitar a suspensão da faturação, o operador da rede pode aplicar transitoriamente regras não discriminatórias e equitativas de correção das anomalias não tipificadas, sem prejuízo de posterior direito de contestação e retorno pela outra parte, recorrendo-se para esse efeito aos mecanismos de resolução de conflitos, designadamente aos previstos no RRC.

29.6 Regras a observar na correção de anomalias em dados definitivos

Sempre que a correção de anomalias nos dados de consumo seja efetuada sobre um período cujos dados agregados, do respetivo comercializador, já tenham sido considerados definitivos para efeitos de liquidação de mercado e se o valor da correção for superior a 1% dos valores agregados mensais do

respetivo comercializador e forem cumpridos os prazos de objeção definidos no ponto 54, o operador da rede de distribuição em MT e AT deve informar a ERSE sobre os motivos e impactes das anomalias, propondo medidas corretivas adequadas às situações concretas.

Eventuais correções aos valores agregados definitivos dos comercializadores deverão obter o acordo da ERSE.

SECÇÃO IV– PROCESSAMENTO DE DADOS EM BT

30 PROCESSAMENTO DE DADOS EM BT

Para as instalações em BT nem sempre é possível obter leituras de ciclo com a periodicidade exigida pela disponibilização de dados, pelo que se torna necessário definir um método de cálculo para determinação do consumo estimado.

Os objetivos a alcançar com o método de cálculo do consumo estimado são os seguintes:

- Procurar que a estimativa de consumos corresponda aos consumos efetivamente realizados pelo cliente.
- Garantir a transparência dos métodos a utilizar pelo operador da rede, assegurando aos comercializadores a menor perturbação no relacionamento com os seus clientes finais, nomeadamente, nos processos de faturação.

O cliente deverá ter conhecimento do método utilizado pelo operador da rede na determinação do consumo estimado da sua instalação, bem como dos outros métodos de cálculo disponibilizados pelo operador da rede de distribuição, sendo-lhe permitido exercer o seu direito de opção, de acordo com o estabelecido no RRC.

Estes métodos de cálculo aplicam-se ao processo de mudança de comercializador, face à necessidade de prever mecanismos de estimação da leitura, quando não seja possível obter uma leitura real efetuada pelo operador de rede na data de mudança de comercializador.

Sobre os consumos de clientes finais em BT aplica-se, quando necessário, a metodologia dos perfis de consumo, que possibilita a disponibilização dos dados de consumo de forma discriminada em períodos de 15 minutos. Esta metodologia é aplicável a todos os clientes finais em BT que não disponham de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 minutos, de acordo com o definido no ponto 33.

Para clientes em BTE não são aplicáveis estimativas de consumo. Nestes casos, a ausência de leitura num determinado período implicará que o consumo estimado no período seja nulo.

31 DETERMINAÇÃO DO CONSUMO ESTIMADO EM CLIENTES FINAIS EM BTN

Para a obtenção do consumo estimado de um cliente em BTN, num período de tempo definido, são descritos neste ponto dois métodos de estimativa, possíveis de serem atribuídos a qualquer Ponto de Entrega, de acordo com opção tomada pelo cliente. O cliente pode optar entre o método de estimativa A (“Perfil”) e o método de estimativa B (“Consumo Fixo”).

Na falta de indicação do cliente será atribuído o método de estimativa A – “Perfil”, que tem por base a definição do Consumo Médio Diário.

31.1 Cálculo do consumo médio diário

Neste ponto descrevem-se as diferentes formas de determinação do Consumo Médio Diário.

Para os pontos de entrega com histórico de leituras não inferior a 6 meses, consideram-se todas as leituras reais anteriores. A determinação do consumo entre leituras é desejavelmente efetuada entre duas leituras reais realizadas pelo operador de rede ou pelo cliente, com um intervalo de pelo menos 12 meses.

No caso dos pontos de entrega com histórico de leitura inferior a 6 meses ou situações em que ocorreu uma mudança de titular do contrato ou uma alteração da potência contratada, utiliza-se como base o Consumo Médio Anual, descrito no ponto 31.1.2.

31.1.1 Ponto de entrega com histórico de leituras

31.1.1.1 Clientes finais da opção tarifária BTN Simples

Para clientes finais da opção tarifária BTN Simples, o Consumo Médio Diário é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$C_{md} = \frac{CEL}{Nd}$$

em que:

C_{md}	Consumo médio diário
CEL	Consumo entre leituras
Nd	Número de dias entre leituras

31.1.1.2 Clientes finais das opções tarifárias multi-horárias em BTN

Para clientes finais das opções tarifárias multi-horárias BTN, o Consumo Médio Diário, em cada período tarifário p , é determinado de acordo com a seguinte expressão:

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

em que:

C_{md_p} Consumo Médio Diário no período tarifário p

CEL_p Consumo entre leituras no período tarifário p

Nd Número de dias entre leituras

31.1.1.3 Leitura a considerar na determinação do Consumo Médio Diário

Quando o histórico de leituras reais abranger, pelo menos, 12 meses, o consumo médio diário será calculado utilizando, para o efeito, um intervalo de leituras correspondente a um múltiplo de 12 meses. Caso as leituras disponíveis não satisfaçam este critério no período de 24 meses que antecede a data da estimativa, o consumo médio diário será calculado utilizando o intervalo de leituras que mais se aproxime de 12 meses.

Enquanto o histórico de leituras reais não abranger um período de 12 meses considera-se o consumo entre leituras, calculado entre o dia da leitura inicial (início do contrato) e o dia da leitura mais recente.

31.1.2 Ponto de entrega sem histórico de leituras

Para os pontos de entrega sem histórico de leituras (novos contratos ou situações em que tenham ocorrido alterações contratuais) define-se um Consumo Anual por Escalão de Potência Contratada (CAEPC), dependente do consumo verificado e da potência contratada, sendo calculado para cada ano, por aplicação da seguinte expressão:

$$CAEPC_j = \frac{W_{BTN_j}}{NC_{BTN_j}}$$

em que:

$CAEPC_j$ Consumo médio anual dos clientes finais, enquadráveis no escalão de potência contratada j

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

Na determinação de W_{BTN_j} e de NC_{BTN_j} ter-se-á unicamente em conta os clientes finais que permaneceram no escalão de potência contratada j durante 12 meses.

Os valores dos consumos médios anuais, mencionados anteriormente, devem ser enviados à ERSE pelo operador da rede de distribuição em MT e AT e publicitados a todos os interessados através da sua página na Internet.

31.1.2.1 Consumo Médio Diário para clientes finais com tarifa simples

No caso de clientes finais da opção tarifária BTN Simples, o Consumo Médio Diário é determinado, atendendo ao escalão de potência contratada em que se enquadram, pela seguinte expressão:

$$C_{md} = \frac{CAEPC_j}{365}$$

31.1.2.2 Consumo Médio Diário para clientes finais com tarifa multi-horária

No caso de clientes finais das opções tarifárias multi-horárias em BTN, o Consumo Médio Diário, em cada período tarifário p , é determinado com base no valor calculado em 31.1.2.1 e nas seguintes regras de distribuição de consumos por período tarifário:

OPÇÕES TARIFÁRIAS BI-HORÁRIAS

O Consumo Médio Diário nos períodos de Fora de Vazio ($C_{md_{FV}}$) e de Vazio ($C_{md_{VZ}}$) é determinado por aplicação das seguintes expressões:

$$C_{md_{FV}} = C_{md} \times 0,6$$

$$C_{md_{VZ}} = C_{md} \times 0,4$$

OPÇÕES TARIFÁRIAS TRI-HORÁRIAS

O Consumo Médio Diário nos períodos de Ponta ($C_{md_{Pt}}$), Cheias ($C_{md_{Ch}}$) e de Vazio ($C_{md_{VZ}}$) é determinado por aplicação das seguintes expressões:

$$C_{md_{Pt}} = C_{md} \times 0,17$$

$$C_{md_{Ch}} = C_{md} \times 0,43$$

$$C_{md_{VZ}} = C_{md} \times 0,40$$

31.2 Método de estimativa A – “Perfil”

A determinação do Consumo Estimado descrita neste ponto, baseia-se no Consumo Médio Diário obtido para um Ponto de Entrega e no Perfil Inicial que lhe foi atribuído.

31.2.1 Clientes finais da opção tarifária BTN Simples

Para clientes finais da opção tarifária BTN Simples, o Consumo Estimado ($C_{estimado}$) é determinado para o período para o qual se pretende estimar o consumo, a partir do consumo médio ponderado pelo Perfil Inicial e sendo calculado da seguinte forma:

$$C_{estimado} = \frac{\sum_{i=i_i}^{i_f} PI_i \times C_{md} \times Nda}{\sum_{i=1}^{Nda \times 96} PI_i}$$

em que:

C_{md}	Consumo Médio Diário
i_i	Período de 15 minutos correspondente ao início do período em que se pretende estimar o consumo
i_f	Período de 15 minutos correspondente ao fim do período em que se pretende estimar o consumo
PI_i	Valor do Perfil Inicial aplicável no intervalo de 15 minutos i
Nda	Número de dias do ano

31.2.2 Clientes finais das opções tarifárias multi-horárias em BTN

Para clientes finais das opções tarifárias multi-horárias BTN, o Consumo Estimado ($C_{estimado_p}$) para o período tarifário p , é determinado para o período para o qual se pretende estimar o consumo, a partir do consumo médio ponderado pelo Perfil Inicial e sendo calculado da seguinte forma:

$$C_{estimado_p} = \frac{\sum_{i=i_i}^{i_f} PI_{ip} \times C_{md_p} \times Nda}{\sum_{i=1}^{Nda \times 96} PI_{ip}}$$

em que

C_{md_p}	Consumo Médio Diário no período tarifário p
i_i	Período de 15 minutos correspondente ao início do período tarifário p em que se pretende

estimar o consumo

i_f Período de 15 minutos correspondente ao fim do período tarifário p em que se pretende estimar o consumo

PI_{ip} Valor do Perfil Inicial aplicável no intervalo de 15 minutos i , do período tarifário p

Nda Número de dias do ano

31.3 Método de estimativa B – “Consumo Fixo”

O método do Consumo Fixo pode aplicar-se aos Pontos de Entrega de clientes finais em BTN, por acordo de um valor de consumo médio mensal a registar pelo operador da rede, quando não exista leitura real. Este valor será corrigido por solicitação fundamentada de uma das partes, nelas se considerando o operador da rede e o cliente ou o seu representante.

32 ESTIMATIVA DA LEITURA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

No âmbito do processo de mudança de comercializador, a data da ativação corresponde à data para a qual se determina uma leitura, podendo esta, no caso de clientes finais em BTN, ser obtida com recurso a estimativa, leitura de ciclo ou leitura extraordinária.

Assim, neste ponto procede-se à descrição da metodologia definida para o cálculo da estimativa de leitura para clientes finais BTN.

A estimativa de leitura de um cliente em BTN, numa determinada data, é calculada com base na última leitura real e no Consumo Estimado ($C_{Estimado}$) no período compreendido, entre a data da última leitura real e a data em que se quer estimar a leitura.

A determinação do Consumo Estimado depende do método de estimativa atribuído ao Ponto de Entrega, nos termos previstos no ponto 31.

32.1 Clientes finais da opção tarifária BTN Simples

Para clientes finais da opção tarifária BTN Simples, a Estimativa de Leitura (EL) é determinada da seguinte forma:

$$EL = LA + C_{estimado}$$

em que:

LA Última Leitura Real

$C_{estimado}$ Consumo estimado entre a data da LA e a data para a qual se pretende estimar a leitura

32.2 Clientes finais das opções tarifárias multi-horárias em BTN

Para clientes finais das opções tarifárias multi-horárias em BTN, a Estimativa de Leitura (EL_p) para um dado período tarifário p é determinada da seguinte forma:

$$EL_p = LA_p + C_{estimado_p}$$

em que:

LA_p Última Leitura Real no período tarifário p

$C_{estimado_p}$ Consumo estimado para o período tarifário p entre a data da LA_p e a data para a qual se pretende estimar a leitura

33 METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO

Os perfis de consumo são aplicados a todos os clientes finais que não dispõem de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 minutos.

A estimação dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos é feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição dos clientes finais ou obtidos por estimativa, e do perfil final aplicável.

Os perfis finais são obtidos através da adaptação dos perfis iniciais, tendo por base as variações entre o Diagrama de Carga de Referência e o Diagrama de Carga do Sistema.

Com essa adaptação pretende-se minimizar os desacertos eventualmente criados por flutuações de carga devidas a fatores imprevisíveis tais como a temperatura e a luminosidade.

33.1 Perfil inicial

Os perfis iniciais e o diagrama de carga de referência são aprovados e publicados anualmente pela ERSE, após apresentação conjunta pelos operadores das redes de proposta fundamentada.

Deverão existir os seguintes perfis iniciais:

- a) Um perfil a aplicar a clientes finais MT que não disponham de telecontagem.
- b) Um perfil a aplicar a clientes finais BTE.
- c) Um perfil a aplicar a consumos de Iluminação Pública.
- d) Três perfis a aplicar a clientes finais BTN.

33.1.1 Seleção do perfil inicial a aplicar em clientes finais em BTN

Os perfis iniciais, aplicáveis aos fornecimentos a clientes em BTN, são selecionados tendo por base a potência contratada e o consumo anual de cada cliente.

Aplicam-se três perfis iniciais para as seguintes características de consumo:

- a) Perfil Classe A para clientes com potência contratada superior a 13,8 kVA.
- b) Perfil Classe B para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual superior a 7140 kWh.
- c) Perfil Classe C para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual inferior ou igual a 7140 kWh.

Para novos clientes sem histórico de consumo não é considerada, para a atribuição do perfil inicial, a variável consumo anual, considerando-se por defeito, para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, a aplicação do perfil de consumo Classe C.

Para clientes com histórico de consumo, a atribuição dos perfis iniciais deve ser feita com base no consumo dos doze meses anteriores. No caso de clientes que não tenham um histórico de consumo de doze meses, o consumo anual a considerar para atribuição de perfis de consumo é calculado com base no consumo médio diário verificado no período em que houve consumo.

Os perfis de consumo atribuídos aos clientes em BTN são avaliados nas seguintes situações:

- a) Em Janeiro de cada ano, nos termos do parágrafo anterior.
- 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 da rede de distribuição e o consumidor ou o seu comercializador.

33.2 Cálculo do perfil final

Os perfis finais são calculados mensalmente através da seguinte expressão:

$$P_{m,d,h}^f = P_{m,d,h}^0 \times \frac{D_{m,d,h} / \sum_d \sum_h D_{m,d,h}}{DR_{m,d,h} / \sum_d \sum_h DR_{m,d,h}}$$

em que:

$P_{m,d,h}^f$ Valor do Perfil Final para o período pretendido

$P_{m,d,h}^0$ Valor do Perfil Inicial, para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos “h”

$D_{m,d,h}$ Valor do Diagrama de Carga do Sistema no período de 15 minutos “h” do dia “d” do mês “m”

$DR_{m,d,h}$ Valor do Diagrama de Carga de Referência no período de 15 minutos “h” do dia “d” do mês “m”

Os perfis finais assim obtidos deixam de ser perfis normalizados (o somatório de todos os valores de 15 minutos para o respetivo ano é diferente de 1000), o que não obsta à sua aplicação para obtenção dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos, tal como indicado no ponto seguinte.

O cálculo dos perfis finais para um determinado mês é efetuado pelo operador da rede de transporte, que os publica na sua página de Internet até 5 dias após o final desse mês, mantendo essa informação disponível durante doze meses.

O perfil final pode ser sujeito a revisão no prazo de 30 dias após a primeira publicação.

33.3 Utilização do perfil final

Os operadores da rede de distribuição são responsáveis pela estimação dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos, a partir dos dados registados nos equipamentos de medição dos clientes finais ou obtidos por estimativa.

O cálculo dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos é efetuado através da aplicação do Perfil Final à energia elétrica correspondente a um dado intervalo de tempo, considerando os consumos agregados por períodos tarifários.

A determinação dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos é feita pela aplicação da seguinte expressão:

$$MCH_{m,d,h,p}^c = \frac{P_{m,d,h}^f \times MC_{L_n,p}^c}{\sum_{\forall h: \begin{cases} h \in L_n \\ h \in p \end{cases}} P_{m,d,h}^f}$$

em que:

$MC_{L_n,p}^c$	Valor do consumo do cliente “c” no intervalo de leitura L_n , correspondente ao período tarifário “p”
$MCH_{m,d,h,p}^c$	Valor de consumo do cliente “c” calculado para o período de 15 minutos “h” do dia “d” do mês “m”, correspondente ao período tarifário “p”

34 METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DE PERFIS DE MICROPRODUÇÃO E MINIPRODUÇÃO

Os perfis de produção são aplicados a todos os microprodutores e miniprodutores que não disponham de equipamento de medição com registo de produção em períodos de 15 minutos ou cuja leitura não tenha periodicidade diária.

A determinação do valor discriminado por períodos de 15 minutos é feita utilizando a estimativa do valor de produção média mensal (PMM) e por aplicação do perfil. O perfil de produção e a produção média mensal estimada podem depender do tipo de produtor.

Os operadores das redes de distribuição que recolham diariamente os dados de produção discriminados em períodos de 15 minutos ficam dispensados da utilização da metodologia de aplicação de perfis de produção.

34.1 Determinação do valor da produção média mensal estimada

A estimativa do valor de produção média mensal é apurada utilizando o valor médio de produção dos microprodutores e miniprodutores da mesma classe (ou tipo) verificado no mês homólogo do ano anterior. As classes de microprodutores ou de miniprodutores são definidas pela ERSE sob proposta dos operadores das redes de distribuição a apresentar juntamente com os perfis de produção.

Para cada classe de produtor, o cálculo é efetuado somando o valor de energia recolhido de cada microprodutor ou miniprodutor no mês homólogo do ano anterior, dividindo pelo número de microprodutores e miniprodutores ativos nesse mês.

Os valores das estimativas de produção média mensal por classe de microprodutor ou miniprodutor devem ser divulgados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT na sua página na Internet, com uma antecedência mínima de 3 meses, relativamente à data de aplicação dos perfis de produção.

34.2 Determinação do valor de produção estimada discriminada

O valor de produção estimada e discriminada de um microprodutor ou miniprodutor de uma dada classe α é calculado diariamente, para cada período de 15 minutos i desse dia, por aplicação do respetivo perfil de produção à PMM_m^α através das seguintes expressões:

$$PED_i^{MP_k|\alpha} = PMM_m^\alpha \cdot \frac{PerfMP_i^\alpha}{\sum_{\forall i \in m} PerfMP_i^\alpha}$$

$$PEAD_i^{MP} = \sum_{\alpha} \sum_k PED_i^{MP_k|\alpha}$$

em que:

$PED_i^{MP_k \alpha}$	Produção estimada discriminada, correspondente à energia ativa produzida pelo microprodutor ou miniprodutor MP_k , do tipo α , no período de 15 minutos i
PMM_m^α	Produção média mensal dos microprodutores ou miniprodutores do tipo α , no mês m do ano anterior
$PerfMP_i^\alpha$	Valor do perfil de microprodução, do tipo α , no período de 15 minutos i
$PEAD_i^{MP}$	Produção estimada agregada discriminada, correspondente à energia ativa produzida pela microprodução e miniprodução sem leitura diária, no período de 15 minutos i

Os operadores das redes de distribuição devem apresentar à ERSE, anualmente, até 15 de Dezembro, proposta conjunta fundamentada dos parâmetros da metodologia de aplicação de perfis de produção. Devem ainda divulgar nas suas páginas na internet os valores de produção média mensal dos meses homólogos do ano anterior, por tipo de produtor.

Os operadores das redes de distribuição podem, alternativamente, propor a utilização de metodologias dinâmicas de definição do perfil de produção ou da produção média mensal esperada de cada microprodutor ou miniprodutor.

34.3 Determinação do valor de produção real discriminada

O valor de produção real discriminada de um microprodutor ou miniprodutor é calculado, para cada período de 15 minutos i , por aplicação do perfil de produção respetivo aos valores acumulados da produção real em 4 períodos tarifários, num determinado período de tempo, desagregando essa produção em períodos de 15 minutos, através das seguintes expressões:

$$PRD_{i|i \in Per}^{MP_k|\alpha} = PRM_{Per}^{MP_k} \Big|_{Di}^{Df} \cdot \frac{PerfMP_i^\alpha}{\sum_{i=Di|i \in Per}^{Df} PerfMP_i^\alpha}$$

Com,

$PRD_{i t \in Per}^{MP_k \alpha}$	Produção real discriminada, correspondente à energia ativa produzida pelo microprodutor ou miniprodutor MP_k , do tipo α , no período de 15 minutos i pertencente ao período tarifário Per
$PRM_{Per}^{MP_k Df}$	Produção real mensal do microprodutor ou miniprodutor MP_k registada no período tarifário Per e acumulada entre o dia Di e o dia Df
$PerfMP_i^\alpha$	Valor do perfil de microprodução, do tipo α , no período de 15 minutos i
Per	Período tarifário de horas ponta, cheias, vazio normal ou super vazio

A metodologia de aplicação do perfil de microprodução e miniprodução na determinação dos diagramas estimado e real utiliza preferencialmente os dados de leitura recolhidos no contador de cada produtor. Estes dados correspondem à produção acumulada num intervalo de leitura (tipicamente mensal) e registada por período tarifário (ponta, cheias, vazio normal e super vazio) de acordo com a parametrização do contador.

A miniprodução associada a instalações de consumo em MT deve ser incluída no sistema de telecontagem com recolha diária dos valores da produção registada em períodos de 15 minutos (incluindo os casos em que a produção possa estar fisicamente ligada em BT e seja medida nesse nível de tensão, como previsto na legislação aplicável à miniprodução). Assim, a miniprodução em MT está dispensada da aplicação de perfis de produção, sendo tratada como a restante produção em regime especial para efeitos de disponibilização de dados de produção.

SECÇÃO V – REGRAS ESPECIAIS

35 LEITURA EM INSTALAÇÕES COM DUPLO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

Para efeitos de determinação das grandezas elétricas em instalações com duplo equipamento de medição, deve ser considerada a média das leituras obtidas dos dois equipamentos de medição, o do operador da rede e o do cliente.

Nas instalações equipadas com duplo equipamento de medição, em que apenas um apresente defeito de funcionamento comprovado, consideram-se, para efeitos de leitura das grandezas elétricas, as indicações dadas pelo outro equipamento de medição.

Na eventualidade de existir uma anomalia simultânea nos dois equipamentos de medição, são adotados os procedimentos descritos no ponto 29.

36 INSTALAÇÕES DE CLIENTES FINAIS EM MT E BTE E CIRCUITOS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA QUE NÃO DISPONHAM DE TELECONTAGEM INSTALADA OU REGISTO DE CONSUMO EM PERÍODOS DE 15 MINUTOS

As instalações de clientes que, devido a impedimentos de ordem técnica, não disponham de telecontagem devem ser objeto de leitura local, sendo recolhidos os seguintes dados de leitura:

- Para clientes em MT: valores discriminados em períodos de 15 minutos.
- Para clientes em BTE e circuitos de iluminação pública: valores agregados no período de leitura, discriminados por período tarifário e variável de faturação.

No caso de instalações de clientes em MT que não disponham de registo de consumos em períodos de 15 minutos, serão recolhidos valores de consumo agregado no período de leitura, discriminados por período tarifário.

Os impedimentos de ordem técnica para instalação de telecontagem podem ser os seguintes:

- Ponto de entrega sem cobertura de rede de comunicações móveis por nenhum operador.
- Ponto de entrega sem linha telefónica da rede fixa de nenhum operador.

37 EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO OU DE CONTROLO DA POTÊNCIA INADEQUADOS À OPÇÃO TARIFÁRIA DOS CLIENTES FINAIS

As regras especiais, quando os equipamentos de medição ou de controlo de potência se revelem inadequados à opção tarifária dos clientes finais, e até à instalação de equipamento de medição adequado ou à sua reparametrização, são estabelecidas de acordo com o referido nos pontos seguintes.

37.1 Clientes finais em BT

Nas instalações de clientes finais em BTN com opção tarifária bi-horária e medição sem discriminação horária, para a determinação da energia elétrica fornecida nas horas de vazio, considera-se 40% do total de energia ativa como energia elétrica de vazio e um fornecimento uniforme no período.

Nas instalações de clientes finais em BTN com opção tarifária tri-horária e medição separada de energia elétrica em períodos de horas de vazio e horas de fora de vazio, para a determinação da energia elétrica em horas de ponta e cheia, considera-se um fornecimento uniforme no período de horas fora de vazio, tendo em conta o seguinte:

- 4 horas de ponta.
- 10 horas cheias.

Nas instalações de clientes finais com opção tarifária tetra-horária em que exista medição separada de energia elétrica em períodos de horas de vazio, cheias e ponta, para a determinação da energia elétrica em horas de super vazio, considera-se um fornecimento uniforme no período de horas de vazio, tendo em conta o seguinte:

- 6 horas de vazio normal.
- 4 horas de super vazio.

Para efeitos de cálculo da potência em horas de ponta, nos casos em que o sistema de recolha de leituras dos equipamentos de medição não permita identificar a hora a que a mesma é efetuada, a determinação do número de horas de ponta a considerar deve observar a seguinte metodologia:

- As leituras correspondentes ao início e ao fim do período de leitura, consideram-se como tendo sido obtidas às 24 horas de cada um dos dias de leitura.
- O número de horas de ponta a considerar na determinação da potência em horas de ponta, corresponde ao número de horas de ponta ocorridas entre as 24 horas dos dias de leitura, tendo em conta o ciclo tarifário, semanal ou diário do cliente.
- Constituem exceção ao disposto no parágrafo anterior, a ativação de novos contratos de fornecimento de energia elétrica ou de mudança de titular, sendo que, nestes casos, o apuramento do número de horas de ponta do período de leitura, deve pressupor que a leitura inicial ocorreu às 0 horas do dia em que se iniciou o fornecimento e a leitura final às 24 horas do último dia do intervalo.

Quando, por seleção de uma nova opção tarifária ou ciclo horário, os equipamentos de medição de clientes finais se revelem inadequados, os operadores das redes de distribuição em BT, devem, no prazo máximo de 30 dias, proceder à instalação do novo equipamento de medição.

37.2 Circuitos de iluminação pública

Tendo em conta as características dos pontos de fornecimento para iluminação pública, as regras especiais aplicáveis a equipamentos de medição inadequados nestes pontos de entrega são objeto de disposições específicas apresentadas nos pontos seguintes. À semelhança dos restantes clientes finais em BTN, estas regras aplicam-se quando os equipamentos de medição se revelem inadequados à opção tarifária selecionada, e até à instalação de equipamento de medição adequado ou à sua reparametrização.

37.2.1 Estimativa da potência contratada nos circuitos de iluminação pública

Nos pontos de fornecimento que não disponham de dispositivo de controlo de potência, a potência contratada é estimada de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_c = \frac{0,1001 \times W}{N_D}$$

em que:

P_c	Potência contratada estimada (em kVA) por circuito de Iluminação Pública, para o período de faturação
W	Energia total medida (em kWh)
N_D	Número de dias do período de faturação em causa

Se a potência contratada estimada for inferior ou igual a 41,4 kVA, o seu valor é escalonado, correspondendo ao escalão em BTN imediatamente acima do valor da potência contratada estimada.

Se a potência contratada estimada for superior a 41,4 kVA então considera-se o respetivo valor estimado em unidades de potência ativa (kW).

37.2.2 Estimativa da energia ativa por período tarifário nos circuitos de iluminação pública

Quando a potência contratada é inferior ou igual a 41,4 kVA, a conversão da energia total medida para a energia nos períodos tarifários de ponta, cheias e vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_p = 0,061 \times W$$

$$W_c = 0,272 \times W$$

$$W_v = 0,667 \times W$$

Em que:

W é a energia total medida (em kWh).

W_p , W_c e W_v , são as energias estimadas (em kWh), respetivamente em horas de ponta, horas cheias e horas de vazio.

Quando a potência contratada é superior a 41,4 kVA, a conversão da energia total medida para a energia nos períodos tarifários de ponta, cheias, vazio normal e super vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_p = 0,061 \times W$$

$$W_c = 0,272 \times W$$

$$W_{vn} = 0,327 \times W$$

$$W_{sv} = 0,340 \times W$$

Em que:

W é a energia total medida (em kWh).

W_p , W_c , W_{vn} e W_{sv} , são as energias estimadas (em kWh), respetivamente em horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio.

37.2.3 Estimativa da potência em horas de ponta nos circuitos de iluminação pública

Quando a potência contratada é superior a 41,4 kVA, a potência em horas de ponta a faturar (em kW) deve ser estimada de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_p = \frac{0,0154 \times W}{N_D}$$

Em que P_p é a potência em horas de ponta estimada por circuito de iluminação pública, para o período de faturação, e N_D é o número de dias do período de faturação em causa.

38 INSTALAÇÕES DE CLIENTES FINAIS COM MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

Sempre que a medição da potência e das energias ativa e reativa em pontos de medição de instalações de clientes não seja efetuada à tensão de fornecimento, as quantidades medidas devem ser referidas à tensão de fornecimento, tendo em conta as perdas nos transformadores de potência.

Para determinar as quantidades medidas à tensão de fornecimento são consideradas as perdas no ferro dos transformadores de potência e as perdas no cobre dos seus enrolamentos.

No caso dos clientes em que existe discriminação do valor de energia em períodos de 15 minutos, no período em que se tenha verificado uma falha de tensão, não se consideram as perdas de transformação.

A forma de referir as potências e as energias à tensão de fornecimento é efetuada de acordo com o disposto nos pontos seguintes.

38.1 Perdas no ferro

As perdas no ferro dos transformadores de potência (P_{pf}) são as que constam do correspondente boletim de ensaios, cuja cópia deve ser facultada ao operador da rede, de acordo com o tipo de ponto de medição, antes da primeira ligação da instalação de utilização ou antes da ligação da instalação que tenha sido objeto de alterações.

A entrega do boletim de ensaios é obrigatória sempre que a tensão de alimentação seja em AT ou MAT.

Em MT, caso o cliente não tenha procedido à entrega do boletim de ensaios, o operador da rede de distribuição considerará como potência de perdas no ferro, em kW, a que consta na coluna potência de perdas da Tabela 38-1, correspondente ao nível de tensão primária e à potência nominal do transformador de potência em causa.

Tabela 38-1 – Perdas no ferro dos transformadores de potência em MT

Nível de Tensão*	Potência Nominal	Potência de perdas no ferro	Nível de Tensão	Potência Nominal	Potência de perdas no ferro	Nível de Tensão	Potência Nominal	Potência de perdas no ferro
(kV)	(kVA)	(kW)	(kV)	(kVA)	(kW)	(kV)	(kVA)	(kW)
10	25	0,175	15	25	0,175	30	25	0,175
10	50	0,19	15	50	0,19	30	50	0,23
10	63	0,225	15	63	0,225	30	63	0,275
10	100	0,32	15	100	0,32	30	100	0,38
10	125	0,375	15	125	0,375	30	125	0,425
10	160	0,46	15	160	0,46	30	160	0,52
10	200	0,525	15	200	0,525	30	200	0,625
10	250	0,65	15	250	0,65	30	250	0,78
10	315	0,75	15	315	0,75	30	315	0,875
10	400	0,93	15	400	0,93	30	400	1,12
10	500	1,075	15	500	1,075	30	500	1,275
10	630	1,25	15	630	1,25	30	630	1,45
10	800	1,5	15	800	1,5	30	800	1,75
10	1000	1,7	15	1000	1,7	30	1000	2

* Para níveis de tensão inferior a 10 kV aplicam-se os valores da tabela para 10 kV.

Para instalações que disponham de mais de um transformador de potência, a potência de perdas a considerar será a que resulta da soma da potência de perdas de cada um desses transformadores.

No caso do transformador ter uma potência nominal diferente dos valores considerados na Tabela 38-1, a potência de perdas no ferro do transformador é calculada por interpolação linear do valor da potência de perdas no ferro dos transformadores com potências nominais de valor imediatamente inferior e superior ao valor da potência nominal do transformador em causa.

38.2 Perdas no cobre dos enrolamentos

O coeficiente de perdas no cobre dos enrolamentos (P_{cu}) é função do regime de carga, do valor da potência nominal de cada transformador de potência e da tensão de fornecimento.

Diariamente, são determinados fatores de carga, com base na potência média tomada em cada período de integração de 15 minutos, a que corresponderão coeficientes de perdas no cobre aplicáveis a cada um desses períodos de integração.

Os coeficientes de perdas no cobre utilizados em cada período de 15 minutos têm por base a Tabela 38-2.

Tabela 38-2 - Perdas (%) em função do fator de carga (P_{cu})

Nível Tensão	Pot.(kVA)	Perdas (%) em função do factor de carga (P_{cu})			
		<25%	≥25% ; <50%	≥50% ; <75%	≥75%
10 e 15 kV *	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 kV	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

* Para níveis de tensão inferior a 10 kV aplicam-se os valores da tabela para 10 kV.

No caso de o transformador ter uma potência nominal diferente dos valores considerados na Tabela 38-2, o valor de perdas é calculado por interpolação linear do valor das perdas dos transformadores com potências nominais de valor imediatamente inferior e superior ao valor da potência nominal do transformador em causa.

No caso de o nível de tensão de fornecimento ser superior a 30 kV a energia ativa medida será afetada do valor correspondente às perdas no ferro dos transformadores, sendo a soma resultante afetada de 1% para compensar as perdas no cobre dos enrolamentos.

38.3 Método de cálculo das grandezas elétricas

As regras de cálculo apresentadas neste ponto aplicam-se ao cálculo da potência ativa, da energia ativa e da energia reativa.

Para efeitos de disponibilização de dados aos comercializadores e por solicitação destes, o valor das perdas deve ser calculado e apresentado separadamente para cada instalação.

38.3.1 Potência ativa (P_a)

A potência ativa medida (P'_a) será afectada da potência de perdas no ferro (P_{pf}) dos transformadores de potência, sendo a soma resultante afetada da percentagem definida para as perdas no cobre dos enrolamentos, de acordo com a seguinte fórmula:

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

onde P_{cu} é o valor da percentagem de perdas no cobre dos enrolamentos determinado de acordo com o ponto 38.2.

38.3.2 Energia ativa (E_a)

A energia ativa medida (E'_a) será afectada do valor correspondente às perdas no ferro (E_{apf}) dos transformadores, sendo a soma resultante afetada da percentagem definida para as perdas no cobre dos enrolamentos, de acordo com a seguinte fórmula:

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

onde P_{cu} é o valor da percentagem de perdas no cobre dos enrolamentos determinado de acordo com o ponto 38.2.

O valor da energia elétrica correspondente às perdas no ferro (E_{apf}) em cada período de integração de 15 minutos é calculado como sendo o produto da potência de perdas no ferro dos transformadores, pela duração do período de integração.

38.3.3 Energia reativa (E_r)

No caso da determinação da energia reativa a faturar nas instalações com medição a tensão diferente da tensão de fornecimento prevalecem as regras gerais de faturação de energia reativa, nomeadamente, as

que se referem à exclusividade de faturação de energia reativa indutiva nos períodos fora de vazio e da energia reativa capacitiva nos períodos de vazio.

Considera-se que a energia reativa consumida pelo transformador corresponde a 10% da energia ativa (E'_a) transitada no mesmo período.

Para referir a energia reativa consumida (indutiva) ou a energia reativa fornecida à rede (capacitiva), ao primário do transformador, o algoritmo a aplicar a cada período de 15 minutos para o cálculo do valor de perdas deve determinar-se de acordo com as seguintes regras:

a) Se $E'_c \leq 0,1 \times E'_a$ então Ei_p e Ec_p devem ser determinadas da seguinte forma:

$$Ei_p = 0,1 \times E'_a - E'_c$$

$$Ec_p = -E'_c$$

em que:

E'_c Energia reativa capacitiva medida em cada período de 15 minutos

E'_a Energia ativa medida em cada período de 15 minutos

Ei_p Perdas calculadas para a energia reativa indutiva (participação da rede para compensar o consumo de energia reativa do transformador)

Ec_p Perdas calculadas para energia reativa capacitiva (participação do cliente para compensar o consumo de energia reativa do transformador)

b) Se $E'_c > 0,1 \times E'_a$ então Ei_p e Ec_p devem ser determinadas da seguinte forma:

$$Ei_p = 0$$

$$Ec_p = -0,1 \times E'_a$$

A energia reativa consumida, designada por indutiva (Er_i), referida ao primário do transformador é determinada pela seguinte expressão:

$$Er_i = E'i + Ei_p$$

em que:

Er_i A energia reativa consumida referida ao primário do transformador

$E'i$ Energia reativa indutiva medida em cada período de 15 minutos

A energia reativa fornecida à rede, designada por capacitiva (Er_c), referida ao primário do transformador é determinada pela seguinte expressão:

$$Er_c = E'c + Ec_p$$

em que:

Er_c A energia reativa fornecida à rede referida ao primário do transformador

39 INSTALAÇÕES DE MINIPRODUÇÃO COM MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO DAS INSTALAÇÕES DE CONSUMO

Nos termos do disposto na legislação aplicável à miniprodução, a entrega à RESP da eletricidade produzida efetua-se no nível de tensão constante do contrato de aquisição de eletricidade para a instalação de utilização, exceto nos casos de aquisição de eletricidade em média tensão com medição em BT, caso em que a contagem de eletricidade pode ser efetuada neste nível de tensão, considerando as perdas verificadas no transformador, nos termos estabelecidos no ponto 38.

SECÇÃO VI – INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

40 PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL COM LEITURA DIÁRIA

A obtenção das medidas registadas nos equipamentos ligados em pontos de medição de instalações de PRE deverá fazer-se por recurso à telecontagem, sendo recolhidos diariamente os valores de energia em períodos de 15 minutos.

Sempre que não seja possível obter as leituras dos equipamentos, serão efetuadas estimativas da energia produzida. Os valores resultantes desta estimativa apenas terão efeitos para a disponibilização diária de dados provisórios aos comercializadores e para determinação do valor diário provisório da PRE, de acordo com o definido no ponto 60.

Estas estimativas deverão ser efetuadas de acordo com metodologias a publicar nas respetivas páginas de internet pelos operadores das redes responsáveis pela medição, de acordo com os procedimentos definidos no ponto 4.

As metodologias a definir por cada operador de rede devem obedecer aos seguintes princípios:

- Não discriminação entre produtores em regime especial (o que não impede o tratamento diferenciado dos diversos tipos de tecnologia de produção).
- Proporcionalidade no que diz respeito à complexidade e grau de detalhe da metodologia face à dimensão da estimativa a determinar.
- Transparência, de modo a garantir que a verificação das regras aplicadas no âmbito da disponibilização de dados ao mercado é auditável.

A aplicação destas metodologias deverá ser avaliada anualmente pelos operadores das redes para garantir que a informação disponibilizada, recorrendo a métodos de estimativa, é fiável e completa. Com a mesma periodicidade, os operadores das redes deverão avaliar também o número e o impacto dos eventos, no cálculo da energia produzida, que possam gerar a necessidade de aplicação de estimativas.

41 PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE MICROPRODUÇÃO E MINIPRODUÇÃO SEM REGISTO DIÁRIO

A obtenção das medidas registadas nos equipamentos ligados aos pontos de medição das instalações de microprodução e miniprodução deverá efetuar-se preferencialmente por acesso remoto.

Sempre que o operador da rede de distribuição não consiga obter as leituras dos equipamentos nas datas pré-estabelecidas não serão efetuadas quaisquer estimativas da energia produzida para efeitos de faturação da produção, cabendo ao produtor assegurar a manutenção das boas condições de funcionamento dos equipamentos de medição da sua responsabilidade.

Os dados de produção a recolher dos equipamentos de medição correspondem ao valor acumulado da energia ativa produzida em cada período tarifário, nomeadamente o período de horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, segundo o ciclo de contagem aplicável.

Excecionam-se da regra anterior as instalações de miniprodução associadas a consumidores em MT cuja leitura deve ser diária (à semelhança da leitura do equipamento de medição do consumo) e com recolha dos dados de produção de 15 minutos. A recolha de dados de produção nestas instalações rege-se pelo estabelecido no ponto 40.

Os operadores das redes de distribuição podem optar por recolher diariamente os dados de produção dos produtores em BT. Nesse caso, a recolha de dados de produção nestas instalações rege-se pelo estabelecido no ponto 40.

CAPÍTULO V

DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

42 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

Este capítulo abrange a disponibilização de dados relacionados com:

- a) Consumo de clientes finais.
- b) Emissões de produtores de energia elétrica.
- c) Trânsitos em linhas de interligação internacionais.
- d) Trânsitos entre a rede de transporte e as redes de distribuição em MT e AT.
- e) Entregas de energia da rede de distribuição em MT e AT à rede de distribuição em BT.
- f) Entrega de energia da rede de distribuição à rede da mobilidade elétrica.

SECÇÃO I – RESPONSABILIDADE PELA DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

43 RESPONSABILIDADE PELA DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição são responsáveis pela aquisição e disponibilização de dados às restantes entidades do SEN de acordo com as modalidades de relacionamento comercial instituídas, observando o disposto nos pontos seguintes.

44 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

O operador da rede de transporte é responsável pela disponibilização dos dados de contagens dos seguintes pontos de medição:

- a) Instalações de PRO.
- b) Instalações de PRE ligadas à rede de transporte.
- c) Fronteira entre redes de transporte internacionais.
- d) Fronteira entre as redes de transporte e de distribuição.
- e) Instalações de clientes finais em MAT, para disponibilização ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

O operador da rede de transporte é ainda responsável pela disponibilização dos seguintes dados:

- Diagrama de Geração no Mercado.
- Perfis de consumo finais.

45 OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

O operador da rede de distribuição em MT e AT é responsável pela disponibilização dos dados de contagens dos seguintes pontos de medição:

- a) Todos os clientes finais.
- b) Instalações de PRE ligadas à sua rede, nomeadamente ao comercializador de último recurso para suporte à previsão da PRE, bem como para conferência ou elaboração das respetivas faturas.
- c) Fronteira entre as redes de distribuição em MT e distribuição em BT de outros operadores.

A disponibilização de dados de consumo de clientes em MAT deve ter em conta o fato da responsabilidade pela leitura dos respetivos equipamentos de medição estar atribuída ao operador da rede de transporte.

O operador da rede de distribuição em MT e AT é igualmente responsável pela determinação e disponibilização de consumos afetos a cada comercializador, após feita a redistribuição das diferenças entre a energia elétrica entrada na rede e a soma das energias medidas.

46 OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

Os operadores das redes de distribuição em BT são responsáveis pela recolha, processamento e disponibilização de dados de consumo dos clientes finais em BTE e BTN ligados à sua rede, bem como das instalações de produção ligadas nas suas redes.

Os operadores das redes de distribuição em BT podem acordar entre si a partilha dos serviços e sistemas de disponibilização de dados de consumo, de modo a assegurar a fiabilidade e a eficiência na troca de informação de consumos e produção.

SECÇÃO II – ACESSO AOS DADOS

47 CONFIDENCIALIDADE DOS DADOS A DISPONIBILIZAR

A disponibilização de dados de um determinado ponto de medição só poderá ser efetuada nos termos estabelecidos na legislação aplicável sobre proteção de dados e nas condições e com a periodicidade estabelecidas no presente Guia de Medição.

48 ENTIDADES COM DIREITO A RECEBER OS DADOS

Têm direito a receber dados com o conteúdo e com a periodicidade definida no presente Guia de Medição, as seguintes entidades:

- a) Operador da rede de transporte.
- b) Operador da rede de distribuição em MT e AT.
- c) Operadores das redes de distribuição em BT.
- d) Produtores.
- e) Clientes e agentes seus representantes.
- f) Comercializadores.
- g) Gestor de operações da rede de mobilidade elétrica.

SECÇÃO III – METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE CONSUMO

49 METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE CONSUMO

A disponibilização de dados de consumo dos clientes finais envolve as seguintes entidades:

- a) Operador da rede de transporte.
- b) Operador da rede de distribuição em MT e AT.
- c) Operadores das redes de distribuição em BT.
- d) Comercializadores.

50 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE DIAGRAMAS DE CARGA EM PONTOS DE MEDIÇÃO EM MAT, AT E MT

Os dados de diagramas de carga, recolhidos pelos sistemas de telecontagem, são disponibilizados pelo operador da rede respetiva, tendo as seguintes características principais:

- a) Energia ativa fornecida medida, discriminada por período de integração.
- b) Energia reativa medida, com a máxima discriminação possível por quadrantes.
- c) Integração de eventuais correções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados nos valores a disponibilizar, conforme estabelecido no ponto 29.
- d) Os períodos de integração a considerar são de 15 minutos com início nos minutos 0, 15, 30 e 45 de cada hora.
- e) Periodicidade da disponibilização de acordo com o estabelecido no ponto 56 e na legislação em vigor.
- f) A disponibilização de dados de contagens deverá ser efetuada de forma individual. No entanto, poderão ser consideradas agregações de valores de pontos de contagem de acordo com o estabelecido no ponto 56.

A disponibilização de dados de consumo deverá incluir, individualizadamente, as perdas de transformação aplicadas em cada período de integração sempre que a tensão de medição for diferente da tensão de fornecimento.

A disponibilização de dados das instalações de consumo em MAT aos comercializadores é feita pelo operador da rede de distribuição em MT e AT. Para tal, o operador da rede de transporte deverá disponibilizar diariamente, ao operador da rede de distribuição, os diagramas de carga relativos aos clientes em MAT.

Por acordo entre os operadores de rede, o operador da rede de distribuição em MT e AT pode utilizar os dados recolhidos diretamente nos equipamentos de medição em MAT, para efeitos de disponibilização de dados, dispensando o operador da rede de transporte do envio diário destes dados, sem prejuízo da responsabilidade pela leitura dos pontos de medição em MAT permanecer com o operador de rede de transporte.

A disponibilização de dados de consumos aos comercializadores deverá ser efetuada através de ficheiros eletrónicos com os valores de contagem.

51 DISPONIBILIZAÇÃO DE VALORES DE CONSUMO ACUMULADOS EM PONTOS DE MEDIÇÃO EM BT

A disponibilização de valores de consumo acumulados, recolhidos por via remota ou local, compreende a seguinte informação:

- a) Valores recolhidos nos pontos de medição de clientes finais em BTE e BTN, mesmo dispondo de equipamentos com registo horário.
- b) Valores resultantes do processamento de dados medidos de acordo com a Secção IV do Capítulo IV.

Essa informação deverá conter as seguintes características principais:

- a) Energia ativa fornecida por período tarifário.
- b) Energia reativa fornecida e recebida por período tarifário (apenas para clientes em BTE e circuitos de iluminação pública).
- c) Valor da potência máxima (apenas para clientes em BTE e circuitos de iluminação pública).

Sem prejuízo do disposto anteriormente, o operador da rede de distribuição poderá efetuar a recolha de valores de diagramas de carga nestes pontos de medição.

52 DISPONIBILIZAÇÃO DE VALORES DE CONSUMO ESTIMADO

A informação dos valores de consumo estimado dos pontos de medição de clientes finais resulta do processamento de dados medidos de acordo com a Secção IV do Capítulo IV.

Os operadores das redes de distribuição devem disponibilizar os dados referentes aos valores de consumo estimado aos respetivos comercializadores com a periodicidade indicada no ponto 56.

Os dados são considerados provisórios durante o período de objecção, conforme definido no ponto 54.

53 DADOS DE CONSUMO DISCRIMINADO AGREGADO

A discriminação de consumos consiste na determinação do valor do consumo em cada período de 15 minutos. No caso de não se disporem dos diagramas de carga dos consumos, esta discriminação será efetuada com base na aplicação dos perfis de consumo de acordo com o ponto 33.

Considera-se que a hora que caracteriza um dado período de 15 minutos de integração corresponde ao minuto final do período.

A agregação de consumos, para cada período de 15 minutos, consiste no somatório dos consumos de todos os pontos de entrega de cada nível de tensão, associados à carteira de clientes finais de um comercializador. Esta agregação terá em conta as alterações diárias da composição das carteiras de clientes finais dos comercializadores.

Os operadores das redes de distribuição devem disponibilizar os dados de consumo discriminado agregado dos clientes finais aos respetivos comercializadores e ao operador da rede de transporte com a periodicidade indicada no ponto 56.

Os dados de consumo discriminado agregado a disponibilizar pelos operadores das redes de distribuição podem ser dos seguintes tipos:

- Consumo Discriminado Agregado Estimado.
- Consumo Discriminado Agregado Definitivo.

53.1 Consumo discriminado agregado estimado

53.1.1 Clientes finais com telecontagem e medição discriminada em períodos de 15 minutos

O apuramento dos valores a disponibilizar é feito através do somatório, por períodos de 15 minutos, dos consumos de todos os pontos de entrega de cada nível de tensão, associados à carteira de clientes finais de um comercializador. Estes valores dos consumos são obtidos da recolha direta dos

equipamentos de telecontagem e podem conter valores provisórios resultantes das regras de correção de erros de medição, leitura e de comunicação.

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização destes valores estão indicadas no ponto 56.

53.1.2 Clientes finais em MT sem telecontagem

No caso de instalações de clientes finais em MT sem telecontagem é aplicada, transitoriamente, a metodologia de cálculo do consumo discriminado agregado estimado prevista para instalações em BTE, nos termos estabelecidos no ponto 53.1.3.

53.1.3 Clientes finais em BTE sem medição discriminada em períodos de 15 minutos

O apuramento dos valores a disponibilizar é efetuado pela seguinte ordem:

- a) Agregação dos consumos estimados do conjunto dos clientes de cada comercializador.
- b) Discriminação dos consumos estimados, em períodos de 15 minutos, por aplicação do perfil de consumo.

Estes valores são calculados, diariamente, através das seguintes expressões:

$$CDAE_{m,d,h,p}^j = \sum_{c=1}^n CH_{m,d,h,p}^c$$

em que:

$CDAE_{m,d,h,p}^j$ Consumo Discriminado Agregado Estimado do conjunto dos clientes finais da carteira j de cada comercializador

$CH_{m,d,h,p}^c$ Valor de consumo de 15 minutos do cliente “c”, calculado para o período de 15 minutos “h” do dia “d” do mês “m”, correspondente ao período tarifário “p” e calcula-se através da expressão seguinte:

$$CH_{m,d,h,p}^c = \frac{P_{m,d,h}^0}{\sum_m P_{m,d,h}^0} \times C_{Estimado_{m,p}}^c$$

em que:

$C_{Estimado_{m,p}}^c$ Consumo estimado do cliente “c”, para o mês “m”, correspondente ao período tarifário “p”, determinado de acordo com o ponto 53.1.3.1

$P_{m,d,h}^0$ Valor do Perfil Inicial, para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos “h”

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Estimado são definidas no ponto 56.

53.1.3.1 Cálculo do consumo mensal estimado de um cliente BTE, para um dado mês e um dado período tarifário

O consumo estimado mensal do cliente c , no mês m e no período tarifário p ($C_{Estimado_{m,p}}^c$), é determinado tendo em consideração o histórico de leituras na instalação do cliente.

Quando não é possível determinar $C_{Estimado_{m,p}}^c$ por impossibilidade de identificar duas leituras reais de acordo com o descrito nas duas regras a seguir indicadas, o resultado da estimativa de consumo deve ser considerada igual a zero.

CLIENTES FINAIS COM HISTÓRICO DE LEITURAS

Nas instalações com um histórico de leituras superior a 12 meses, o valor de $C_{Estimado_{m,p}}^c$ é determinado considerando o mês homólogo do ano anterior, considerando as opções tarifárias multi-horárias e sendo calculado da seguinte forma:

$$C_{Estimado_{m,p}}^c = \frac{CEL_p^c \cdot N_m}{N_d}, \text{ em que:}$$

CEL_p^c Consumo entre leituras (L2 – L1) do cliente c , no período horário p

N_m Número de dias do mês m

N_d Número de dias entre leituras reais

A determinação das leituras reais (L1 e L2) é efetuada da seguinte forma:

- Seleção das duas leituras reais mais próximas do início e fim do mês homólogo do ano anterior.
- Estas leituras devem estar contidas num intervalo de 3 meses constituídos pelo mês homólogo e os meses adjacentes.
- O intervalo mínimo a considerar entre as duas leituras é de 20 dias.

CLIENTES FINAIS SEM HISTÓRICO DE LEITURAS

Para instalações de clientes finais com um histórico de leituras inferior a 12 meses, o cálculo de $C_{Estimado_{m,p}}^c$ é determinado no período compreendido entre duas leituras reais, considerando as opções tarifárias multi-horárias e sendo calculado da seguinte forma:

$$C_{Estimado_{m,p}}^c = \frac{CEL_p^c \cdot N_m}{N_d}, \text{ em que:}$$

CEL_p^c Consumo entre leituras (L2 – L1) do cliente c , no período horário p

N_m Número de dias do mês m

N_d Número de dias entre leituras reais

Para a determinação das leituras reais (L1 e L2) são consideradas as leituras obtidas nos 2 meses anteriores ao mês a estimar, devendo estar espaçadas de pelo menos 20 dias e ser as mais próximas do início do mês a estimar.

53.1.4 Clientes finais em BTN sem medição discriminada em períodos de 15 minutos (incluindo circuitos de iluminação pública)

O apuramento dos valores a disponibilizar é efetuado pela seguinte ordem:

- Agregação, por perfil de consumo aplicável, do consumo estimado dos clientes finais de cada carteira de comercializador.
- Discriminação dos consumos estimados, em períodos de 15 minutos, por aplicação de perfis de consumo.
- Agregação dos consumos discriminados estimados calculados no ponto anterior.

O Consumo Discriminado Agregado Estimado da carteira de clientes finais de cada comercializador é calculado, diariamente, para cada período de 15 minutos i desse dia, por agregação do Consumo Discriminado Estimado, através das seguintes expressões:

$$CDAE_i = \sum_{j=1}^{np} CDEP_i^j$$

$$CDEP_i^j = \frac{PI_{i,j}}{\sum_j PI_{i,j}} \times (NC_j \times CMA_j)$$

em que:

$CDAE_i$	Consumo Discriminado Agregado Estimado da carteira de clientes finais de cada comercializador, no período de 15 minutos i
$CDEP_i^j$	Consumo Discriminado Estimado por Perfil do conjunto dos clientes finais enquadráveis no Perfil de Consumo j , da carteira de clientes finais de cada comercializador, no período de 15 minutos i
$PI_{i,j}$	Valor do Perfil de Consumo Inicial j no período de 15 minutos i
NC_j	Número de clientes finais da carteira do comercializador enquadráveis no Perfil de Consumo j
CMA_j	Consumo médio anual dos clientes finais enquadráveis no Perfil de Consumo j
np	Número de perfis de consumo em BTN

O consumo médio anual CMA_j é calculado para cada ano t tendo como base os últimos doze meses de dados definitivos. O CMA_j é determinado da seguinte forma:

$$CMA_j = CMD_j \cdot ND_t$$

$$CMD_j = \frac{W_{BTN_j}}{NC_{BTN_j} \cdot ND_a}$$

em que:

W_{BTN_j}	Energia ativa consumida no mais recente período de 12 meses com dados definitivos, prévio à determinação do CMA_j , pelos clientes finais, enquadráveis no Perfil de Consumo j , obtida a partir dos dados definitivos de todos os comercializadores
NC_{BTN_j}	Média aritmética simples do número de clientes finais, enquadráveis no Perfil de Consumo j , no início e no final do período de 12 meses considerado na determinação de W_{BTN_j}
CMD_j	Consumo médio diário dos clientes finais enquadráveis no Perfil de Consumo j obtido no mais recente período de 12 meses com dados definitivos
ND_a	Número de dias no mais recente período de 12 meses com dados definitivos
ND_t	Número de dias do ano t (período em que o valor de CMA_j é aplicável)

Na determinação de W_{BTN_j} e de NC_{BTN_j} são tidos em conta os dados definitivos fornecidos nos últimos 12 meses.

Para efeitos da determinação do Consumo Discriminado Agregado Estimado utilizar-se-ão os Perfis Iniciais.

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Estimado são definidas no ponto 56.

53.2 Consumo discriminado agregado definitivo

53.2.1 Clientes finais com medição discriminada em períodos de 15 minutos

O apuramento dos valores de consumo discriminado agregado definitivo a disponibilizar é feito através do somatório por períodos de 15 minutos dos consumos definitivos de todos os pontos de entrega de cada nível de tensão, associados à carteira de clientes finais de um comercializador.

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Definitivo são definidas no ponto 56.

53.2.2 Clientes finais em MT sem telecontagem e sem medição discriminada em períodos de 15 minutos

O consumo discriminado agregado definitivo relativo a clientes finais em MT sem telecontagem e sem medição discriminada em períodos de 15 minutos é apurado de acordo com a metodologia definida no ponto 53.2.3.

53.2.3 Clientes finais em BTE e BTN sem medição discriminada em períodos de 15 minutos

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo é o consumo do conjunto de clientes finais com contratos de fornecimento estabelecidos com cada comercializador, apurado a partir dos valores das grandezas objeto de medição e dos valores de consumos estimados considerados definitivos nos termos do ponto 61, discriminado em períodos de 15 minutos com base nos Perfis Finais e agregado por carteira de comercializador, nível de tensão e perfil de consumo aplicável.

O apuramento dos valores a disponibilizar é efetuado do seguinte modo:

- a) Determinação dos consumos de cada cliente por período tarifário e por intervalo de leitura abrangido pelo período de consumo a discriminar, calculados com base nos valores de leitura e nos consumos estimados definitivos, nos termos do ponto 61.

- b) Discriminação dos consumos determinados na alínea anterior, em períodos de 15 minutos, por aplicação do Perfil Final atribuído ao cliente.
- c) Agregação dos consumos de 15 minutos dos clientes finais de cada carteira de comercializador, por Perfil de Consumo aplicável, no período de consumo a discriminar.
- d) Agregação dos diagramas calculados na alínea anterior por carteira de comercializador.

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo da carteira de clientes finais de cada comercializador é calculado mensalmente, para cada período de 15 minutos, por agregação do Consumo Discriminado Definitivo, através das seguintes expressões:

$$CDAD_i = \sum_{j=1}^{np} CDDP_i^j$$

$$CDDP_i^j = \sum_{\forall c \in j} CDD_i^c$$

em que:

$CDAD_i$ Consumo Discriminado Agregado Definitivo da carteira de clientes finais do comercializador, no período de 15 minutos i

$CDDP_i^j$ Consumo Discriminado Definitivo por Perfil do conjunto de clientes finais do comercializador enquadráveis no Perfil de Consumo j , no período de 15 minutos i

CDD_i^c Consumo Discriminado Definitivo do cliente c , no período de 15 minutos i

np Número de perfis de consumo em BT (BTE e BTN)

e

$$CDD_i^c = \frac{PF_{i,j}}{\sum_{\substack{\forall k: \\ k \in L_n, \\ k \in p, \\ i \in L_n}} PF_{k,j}} \cdot W_{p,L_n}^c$$

com:

$PF_{i,j}$ Valor do Perfil de Consumo Final j no período de 15 minutos i

$PF_{k,j}$ Valor do Perfil de Consumo Final j , no período de 15 minutos k , no período tarifário p

p Período horário ao qual pertence o período de 15 minutos i , segundo o ciclo de contagem aplicável ao cliente c

W_{p,L_n}^c Consumo do cliente c , no período tarifário p , no período correspondente ao intervalo de leitura L_n

L_n Intervalo entre duas leituras consecutivas e definitivas, nos termos do ponto 54, abrangido pelo período de consumo a discriminar

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Definitivo são definidas no ponto 56.

54 OBJEÇÃO AOS DADOS DE CONSUMO

Os valores das leituras e dos consumos estimados de clientes finais sem telecontagem podem ser alvo de objeção depois de disponibilizados pelos operadores das redes de distribuição.

Designa-se por Período de Objeção o intervalo temporal durante o qual um valor de leitura ou de consumo estimado disponibilizado pode ser contestado pelas entidades que o recebem. Este período termina 30 dias úteis após a data de disponibilização dos dados de consumo. Para efeitos do processo de mudança de comercializador este prazo é de 10 dias.

Os operadores das redes de distribuição deverão tratar qualquer objeção num prazo não superior a 20 dias úteis, salvo quando ocorra um incidente na atuação no local de consumo, caso em que o prazo é alargado para 35 dias úteis. No caso de ser necessária atuação no local de consumo, a contagem do período anterior inicia-se após o agendamento desta.

O agendamento da atuação no local de consumo deverá efetuar-se no prazo de 5 dias úteis após a receção da objeção.

A impossibilidade de agendamento da atuação no local de consumo ou da sua efetivação, nos prazos previstos, considerando um máximo de 2 deslocações ao local, por facto imputável ao cliente ou ao seu comercializador, consoante o caso, é motivo de recusa da objeção.

Se da objeção resultar a modificação do valor de leitura ou do consumo estimado, os operadores das redes de distribuição disponibilizarão o valor corrigido.

Terminado o período de objeção, o valor de leitura ou do consumo estimado é considerado definitivo e vinculativo para todos os efeitos, sem prejuízo do direito de reclamação e do recurso às instâncias competentes em matéria de resolução de conflitos.

55 FORMATO E SUPORTE DA INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR

55.1 Formato e suporte da informação a disponibilizar pelo ORD_{MT e AT} ao ORT

O ORD_{MT e AT} deve disponibilizar os dados de consumo discriminado agregado dos clientes finais ao ORT (Gestor Global do Sistema) com a periodicidade definida no ponto 56, sendo o formato e suporte da informação definidos em documento complementar a publicar pelos respetivos operadores de redes.

55.2 Formato e suporte da informação a disponibilizar entre o ORD_{MT e AT} e os ORD_{BT}

O formato da informação a disponibilizar entre o ORD_{MT e AT} e os ORD_{BT} é definido em documento complementar a publicar pelo ORD_{MT e AT}.

55.3 Disponibilização de dados de consumo a clientes finais

Os comercializadores devem disponibilizar aos seus clientes, através das faturas, os elementos necessários a uma completa e clara compreensão dos valores medidos e faturados.

Para além dos dados de consumo disponibilizados nas faturas, os comercializadores devem disponibilizar aos seus clientes todos os dados de consumo recolhidos nos equipamentos de medição e os elementos referidos no parágrafo anterior, através dos meios considerados mais adequados para o efeito (por exemplo, as suas páginas na Internet), designadamente os seguintes:

- Os valores de energia e potência ativas e de energia reativa medidos no equipamento de medição.
- As perdas de transformação aplicadas aos consumos medidos, no caso de a medição se realizar a tensão diferente da tensão de fornecimento.

Mediante solicitação do cliente, os comercializadores devem ainda disponibilizar os diagramas de consumo recolhidos nos equipamentos de medição nos pontos de entrega em MAT, AT e MT.

O disposto nos parágrafos anteriores não prejudica a possibilidade do operador de rede disponibilizar informação diretamente aos clientes finais dos comercializadores que com ele acordem nesse sentido, nos termos previstos no RRC e no contrato de uso das redes.

55.4 Formato e suporte da informação a disponibilizar a comercializadores

Os processos de disponibilização de dados de consumo aos comercializadores são suportados por um conjunto de mensagens trocadas entre os vários agentes envolvidos, conforme estabelecido em documento complementar a publicar pelos operadores de rede.

56 ENTIDADES DESTINATÁRIAS, CONTEÚDOS E PERIODICIDADE DOS FLUXOS DE INFORMAÇÃO

Nas tabelas constantes dos pontos seguintes são indicadas as informações a disponibilizar pelos operadores das redes de distribuição e as entidades destinatárias de cada tipo de informação sobre dados de consumo de clientes finais, bem como a periodicidade de disponibilização e respetivo conteúdo.

56.1 Dados individuais por Ponto de Entrega de clientes finais

56.1.1 Clientes com telecontagem e registo de dados de consumo em períodos de 15 minutos

A telecontagem com registo de dados de consumo em períodos de 15 minutos inclui os clientes em MAT, AT e MT bem como os pontos de entrega à rede da mobilidade elétrica (MobiE). Na Tabela 56-1 são apresentados os fluxos de informação relativos aos dados de consumo destes pontos de entrega.

Tabela 56-1 - Fluxos de informação sobre dados de consumo de clientes com telecontagem e registo de consumos em períodos de 15 minutos

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão ou tipo de entrega			
				MAT	AT	MT	MobiE
Diagrama de carga por PE ⁽¹⁾	Comercializadores	Diagrama de carga de 1 dia de consumo, por Ponto de Entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo (D+1)	X	X	X	X
Diagrama de carga mensal por PE ⁽¹⁾	Comercializadores	Diagrama de carga de 1 mês de consumo, por Ponto de Entrega	Mensal, no dia acordado com o comercializador (M+1)	X	X	X	X

(1) – Nas situações em que o cliente de MT seja um ponto de fronteira entre a rede de MT do ORD_{MT} e AT e um ORD exclusivamente em BT ou um ponto de entrega à rede de mobilidade elétrica, os valores do diagrama de carga no ponto de entrega devem observar o disposto na Secção VII do presente Capítulo e no Capítulo VII, respetivamente.

56.1.2 Clientes sem telecontagem ou registo de dados de consumo em períodos de 15 minutos (BTE e BTN)

Os clientes abrangidos pelas regras deste ponto correspondem aos clientes em BTE e em BTN. Na Tabela 56-2 são apresentados os fluxos de informação relativos aos dados de consumo destes clientes.

Tabela 56-2 - Fluxos de informação sobre dados de consumo de clientes sem telecontagem ou registo de consumos em períodos de 15 minutos

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão	
				BTE	BTN
Leituras	Comercializadores	Valores de Leitura dos Pontos de Entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento da leitura validada	X	N/A
			Trimestral, após processamento da leitura validada	N/A	X
		Valores de Leitura Definitivos dos Pontos de Entrega da sua carteira	5 dias após a resolução da última objeção e tendo este resultado numa alteração da leitura	X	X
Consumo estimado	Comercializadores	Valores de Consumo Estimado dos Pontos de Entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento	N/A	X
		Valores de Consumo Definitivo de 1 mês dos Pontos de Entrega da sua carteira	5 dias após a resolução da última objeção e tendo este resultado numa alteração	N/A	X

56.2 Dados agregados por comercializador (de clientes finais)

Na Tabela 56-3 são descritos os fluxos de informação sobre os dados de consumo agregados por comercializador.

A disponibilização de dados de consumo agregados por comercializador deve incluir os valores do fator de adequação correspondentes a cada período de integração de 15 minutos, calculado nos termos estabelecidos no ponto 60.

Tabela 56-3 - Fluxos de informação sobre dados de consumo agregados por comercializador

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão				
				MAT	AT	MT	BTE	BTN
Consumo discriminado agregado estimado	Operador da rede de transporte	Diagrama de cargas da carteira de cada comercializador de 1 dia de consumo, determinada de acordo com definido no ponto 53	Diária, nos dois dias seguintes ao do consumo (D+2)	X (1)				
	Comercializadores	Diagrama de cargas do comercializador, de 1 dia de consumo, determinado de acordo com definido no ponto 53						
		Diagrama de cargas do comercializador, de 1 dia de consumo, agregado por nível de tensão e perfil		N/A			x	x
	Operador da rede de transporte	Diagrama de cargas da carteira de cada comercializador, de 1 mês de consumo, determinado de acordo com definido no ponto 53	Mensal no terceiro mês seguinte ao do consumo (M+3)	X (1)				
	Comercializadores	Diagrama de cargas do comercializador, por nível de tensão, de 1 mês de consumo, determinado de acordo com definido no ponto 53						
		Diagrama de cargas do comercializador, de 1 mês de consumo, agregado por nível de tensão e perfil		N/A			x	x

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão				
				MAT	AT	MT	BTE	BTN
Consumo discriminado agregado definitivo	Operador da rede de transporte	Diagrama de cargas da carteira de cada comercializador de 1 mês de consumo, determinado de acordo com definido no ponto 53	Mensal no nono mês seguinte ao do consumo (M+9)	X (1)				
	Comercializadores	Diagrama de cargas do comercializador, de 1 mês de consumo, determinado de acordo com definido no ponto 53						
		Diagrama de cargas do comercializador, de 1 mês de consumo, agregado por nível de tensão e perfil		N/A			x	x

(1) - É disponibilizada uma curva de carga incluindo o ajustamento para perdas na rede de transporte e distribuição e acerto da energia atribuída a cada comercializador

SECÇÃO IV– ATRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉCTRICA ENTREGUE AOS COMERCIALIZADORES

57 ATRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE AOS COMERCIALIZADORES

A afetação, a cada um dos comercializadores, da energia elétrica correspondente aos consumos dos seus clientes envolve a utilização de estimativas, perfis de consumo e fatores de ajustamento para perdas. Não sendo estes elementos conhecidos de forma rigorosa, verificam-se, em cada período de 15 minutos, diferenças entre o total da energia elétrica entrada na RESP e a soma das energias afetas aos vários comercializadores.

Esses desacertos têm de ser distribuídos pelos diversos comercializadores de modo que toda a energia elétrica entrada na rede seja devidamente repartida de forma proporcional à energia elétrica afeta a cada comercializador, antes do acerto.

Uma vez que nos consumos obtidos por telecontagem, a incerteza resulta apenas do escalamento para perdas, consegue-se maior rigor se a distribuição do desvio for feita proporcionalmente à energia elétrica afeta a cada comercializador deduzida da obtida por telecontagem.

Para este efeito é necessário efetuar os cálculos que a seguir se descrevem.

58 CÁLCULO DA ENERGIA ATIVA ENTREGUE À RESP

A energia elétrica entregue à RESP, quer nas fronteiras de produção de energia elétrica, quer nas interligações internacionais considera-se que não está sujeita a ajustamento para perdas.

59 AJUSTAMENTO PARA PERDAS DA ENERGIA ELÉTRICA ATRIBUÍDA A CADA COMERCIALIZADOR

A energia ativa efetivamente recebida da rede, correspondente a cada comercializador, em cada nível de tensão (BT, MT, AT e MAT) é ajustada para perdas, para o referencial de produção, utilizando os perfis de perdas aplicáveis, sendo calculada pela seguinte fórmula:

$$CRP_h = CDA_h \times (1 + fpr_h)$$

Sendo:

CRP_h Consumo referido à produção no período de 15 minutos h

CDA_h Consumo discriminado agregado no período de 15 minutos h

fpr_h Fator de ajustamento para perdas no período de 15 minutos h , e calculado da seguinte forma:

- Clientes finais BT: $fpr_h = ((1 + fpBT_h) \times (1 + fpMT_h) \times (1 + fpAT_h) \times (1 + fpMAT_h)) - 1$

Sendo:

$fpBT_h, fpMT_h, fpAT_h$ e $fpMAT_h$ Fatores de ajustamento para perdas em BT, em MT, e em AT e em MAT, respetivamente.

- Clientes finais MT: $fpr_h = ((1 + fpMT_h) \times (1 + fpAT_h) \times (1 + fpMAT_h)) - 1$

Sendo:

$fpMT_h, fpAT_h$ e $fpMAT_h$ Fatores de ajustamento para perdas em MT, e em AT e em MAT, respetivamente.

- Clientes finais AT: $fpr_h = ((1 + fpAT_h) \times (1 + fpMAT_h)) - 1$

Sendo:

$fpAT_h$ e $fpMAT_h$ Fatores de ajustamento para perdas em AT e em MAT, respetivamente.

- Clientes finais MAT: $fpr_h = (1 + fpMAT_h) - 1$

Sendo:

$fpMAT_h$ Fatores de ajustamento para perdas em MAT

O valor da energia elétrica, calculado de acordo com as fórmulas apresentadas, é determinado para cada período de 15 minutos sendo arredondado ao kWh.

Os fatores de ajustamento para perdas que permitem os cálculos acima indicados, são publicados anualmente pela ERSE em formato de perfis de perdas, com base em proposta dos operadores das redes, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

60 ACERTO DA ENERGIA ELÉTRICA ATRIBUÍDA A CADA COMERCIALIZADOR

Para quantificar a energia elétrica de consumo a atribuir a cada comercializador é necessário efetuar a distribuição dos desacertos, referidos nesta Secção, pelos diversos comercializadores de modo que toda a energia elétrica entrada na rede seja devidamente repartida de forma proporcional à energia elétrica afeta a cada comercializador. Para tal, introduz-se um fator de adequação, determinado para cada período de 15 minutos, a aplicar ao consumo não telecontado com discriminação de 15 minutos, já ajustado para perdas:

$$CPAA_{m,d,h}^a = FA_{m,d,h} \times CPA_{m,d,h}^a$$

Em que:

$CPAA_{m,d,h}^a$ Consumo agregado perfilado, ajustado para perdas, e acertado para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos “h”, para o agente “a”

$CPA_{m,d,h}^a$ Consumo agregado perfilado ajustado para perdas para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos “h”, para o agente “a”

$FA_{m,d,h}$ Fator de adequação para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos h

Com:

$$FA_{m,d,h} = \frac{CNT_{m,d,h}}{CPA_{m,d,h}}$$

Onde:

$CNT_{m,d,h}$ Consumo não telecontado para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos “h”, obtido pela seguinte fórmula:

$$CNT_{m,d,h} = GM_{m,d,h} - CTA_{m,d,h}$$

Onde:

$GM_{m,d,h}$ Valor de energia elétrica de geração do mercado para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos “h”

$CTA_{m,d,h}$ Consumo agregado telecontado para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos “h”, obtido pela seguinte fórmula

$$CTA_{m,d,h} = \sum_a CTA_{m,d,h}^a$$

Onde:

$CTA_{m,d,h}^a$ Consumo agregado telecontado ajustado para perdas do agente “a”, para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos “h”

$CPA_{m,d,h}$ Consumo agregado perfilado ajustado para perdas para o mês “m”, dia “d” e período de 15 minutos “h” obtido pela seguinte fórmula:

$$CPA_{m,d,h} = \sum_a CPA_{m,d,h}^a$$

Entende-se por:

- Valor de energia elétrica de geração do mercado (GM): soma de toda produção participante no mercado de energia elétrica (incluindo a produção em regime especial, quer a que participa diretamente no mercado quer a que é agregada numa carteira de produção) e do saldo importador das interligações e das ligações transfronteiriças descontado dos consumos para bombagem.
- Consumo não telecontado (CNT): diferença entre o valor de energia elétrica produzida (energia elétrica de geração do mercado, GM) e todo o consumo telecontado ajustado para perdas (CTA).
- Consumo perfilado agregado ajustado para perdas (CPA): somatório de todos os consumos perfilados ajustados para perdas.

O consumo em mercado da carteira de clientes do comercializador de último recurso é obtido da mesma forma que para qualquer outro comercializador em regime de mercado.

Na Figura 60-1 e na Figura 60-2 apresenta-se a esquematização da metodologia acima descrita.

Figura 60-1 - Obtenção do Fator de Adequação para ajuste da energia consumida

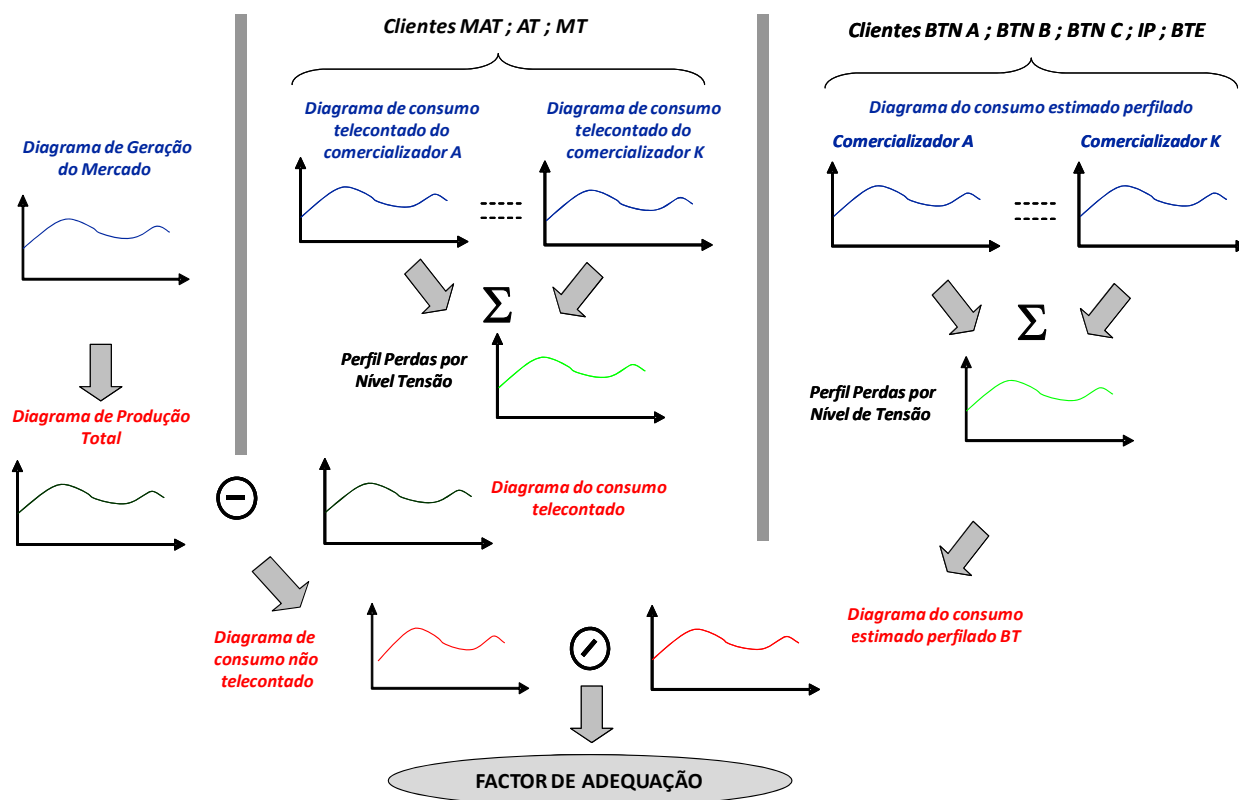
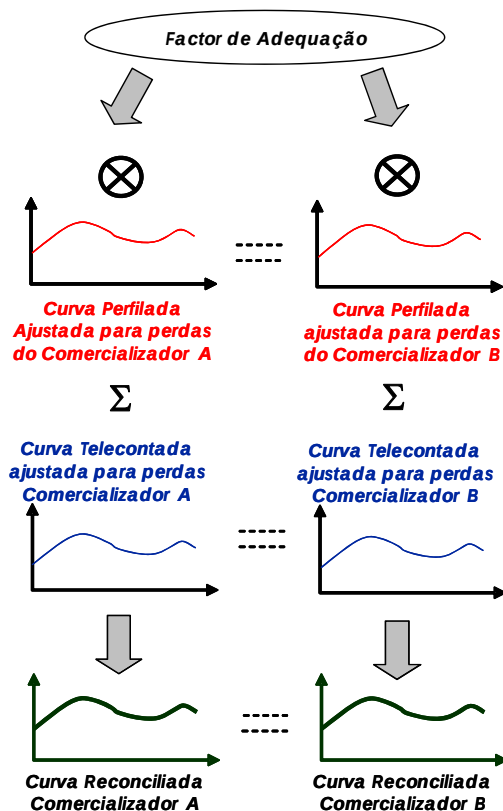


Figura 60-2 - Metodologia de adequação das curvas de consumo



SECÇÃO V – REGRAS E PRAZOS PARA A DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DEFINITIVOS DAS CARTEIRAS DOS COMERCIALIZADORES

61 PRAZOS PARA A CONSOLIDAÇÃO DE CARTEIRAS DOS COMERCIALIZADORES

A disponibilização de dados definitivos mensais das carteiras dos comercializadores deve ocorrer num período de 9 meses a contar do último dia do mês respetivo, com um período de objeção de 30 dias úteis.

Entende-se por período de objeção o intervalo temporal durante o qual os dados agregados definitivos disponibilizados podem ser contestados pelas entidades que os recebem. Este período termina 30 dias úteis após a data de disponibilização dos mesmos.

SECÇÃO VI – DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E O OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

62 FORMATO E PERIODICIDADE DE DISPONIBILIZAÇÃO DO DIAGRAMA DE GERAÇÃO DE MERCADO (DGM)

O ORT deve disponibilizar ao ORD_{MT e AT} o valor de energia elétrica de geração do mercado (DGM), diariamente, incluindo fins-de-semana e dias feriados.

O prazo de envio da informação entre os operadores deve ser tal que permita à parte recetora dos dados proceder à disponibilização de dados de acordo com as periodicidades definidas no ponto 56.

Dado tratarem-se de dados provisórios, sempre que se identificarem diferenças para os dados definitivos, o ORT deve proceder à atualização do DGM anteriormente enviado. Sempre que a correção do DGM seja superior a 1% do consumo diário no dia respetivo, o ORD_{MT e AT} deve proceder a uma atualização do cálculo do consumo correspondente às carteiras dos comercializadores.

O formato e suporte da informação para disponibilização do DGM são definidos em documento complementar a publicar pelos dois operadores de rede.

63 PERIODICIDADE DE ATUALIZAÇÃO DOS DADOS PROVISÓRIOS DOS COMERCIALIZADORES

As periodicidades obrigatórias de atualização dos dados da energia elétrica atribuída aos comercializadores estão definidas no ponto 56.

Sempre que se identifiquem factos que influenciem os valores que constam dos dados provisórios, e desde que a diferença para o cálculo inicial seja significativa, o operador da rede de distribuição deve proceder a novo envio de dados mais atualizados das carteiras de consumo dos comercializadores para o operador da rede de transporte (gestor de sistema), para atualização das liquidações no mercado de serviços de sistema.

Sempre que a correção aos dados provisórios de consumo agregado dos comercializadores superar 1% do consumo diário da carteira de comercialização respetiva, o ORD_{MT e AT} deve proceder a uma atualização do cálculo do consumo correspondente às carteiras dos comercializadores. Os prazos para a disponibilização das carteiras de consumo decorrentes da correção referida devem ser acordados entre os operadores de rede.

SECÇÃO VII – DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS ENTRE OS OPERADORES DE REDES EXCLUSIVAMENTE EM BT E O OPERADOR DE REDE EM MT E AT

64 METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS ENTRE OS OPERADORES DE REDES EXCLUSIVAMENTE EM BT E O OPERADOR DE REDE EM MT E AT

O RRC determina a forma de relacionamento comercial entre os operadores das redes de distribuição em BT (ORD_{BT}) e o operador da rede de distribuição em MT e AT ($ORD_{MT \text{ e } AT}$).

A disponibilização de dados de consumo e produção entre estes operadores destina-se a permitir a faturação de tarifas de acesso às redes entre operadores de redes mas também o cálculo das carteiras de consumo dos comercializadores, dos comercializadores de último recurso e ainda o cálculo da carteira de PRE.

A disponibilização de dados baseia-se na leitura dos equipamentos de medição existentes nos postos de transformação das redes em BT e ainda nos equipamentos de medição localizados nas instalações de consumo e nas instalações de produção em BT.

Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT devem disponibilizar ao $ORD_{MT \text{ e } AT}$ os seguintes dados, ou os elementos necessários à sua obtenção:

- a) Consumo da carteira de clientes de cada comercializador (incluindo o comercializador de último recurso em BT), discriminado em períodos de 15 minutos através da aplicação de perfis de consumo, agregado por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT) e ajustado para perdas na rede de BT.
- b) Energia da carteira de produção em BT sem registo de 15 minutos, discriminada em períodos de 15 minutos através da aplicação de perfis de produção, agregada por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT).
- c) Energia da carteira de produção em BT com registo de 15 minutos, discriminada em períodos de 15 minutos, agregada por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT).

Os dados referidos terão 3 momentos de disponibilização:

- a) No dia D+1, informação do dia D com carácter estimado.
- b) No mês M+1, informação mensal de produção com carácter definitivo.
- c) No mês M+9, informação mensal com carácter definitivo.

Os ORD_{BT} , simultaneamente comercializadores de último recurso em BT, podem optar por 2 modelos de disponibilização de dados: um modelo baseado nas leituras dos equipamentos de medição nos postos

de transformação descrito no ponto 64.2 e um modelo baseado nas leituras dos equipamentos de medição dos clientes finais e produtores em BT descrito no ponto 64.3.

O formato e suporte da informação são definidos por acordo entre os operadores de redes em documento complementar previstos no ponto 4 do presente Guia de Medição, a publicar pelos operadores de rede nos seus sítios de internet.

64.1 Fluxos de informação sobre dados de consumo dos clientes ligados às redes dos ORD_{BT}

Na Tabela 64-1 apresentam-se os fluxos de informação associados à disponibilização de dados de consumo dos clientes ligados às redes dos operadores de redes exclusivamente em BT.

Tabela 64-1 – Disponibilização de dados de consumo dos clientes nas redes de distribuição dos ORD_{BT}

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização
Leituras	ORD _{MT e AT} Comercializadores de mercado	Valores de leitura dos pontos de entrega da carteira de cada comercializador	Mensal, 24 horas após o processamento da leitura validada (clientes BTE)
			Trimestral, após o processamento da leitura validada (clientes BTN)
		Valores de leitura definitivos dos pontos de entrega da carteira de cada comercializador	5 dias após a resolução da última objeção e tendo este resultado numa alteração da leitura
Consumo estimado	ORD _{MT e AT} Comercializadores de mercado	Valores de consumo estimado dos pontos de entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após o processamento (clientes BTN)

Na Tabela 64-2 apresentam-se as entidades destinatárias, os conteúdos e a periodicidade dos fluxos de informação associados à disponibilização de dados de consumo da carteira de clientes de cada comercializador nas redes dos operadores de redes exclusivamente em BT.

Tabela 64-2 - Fluxos de informação sobre dados de consumo das carteiras de comercialização nas redes de distribuição de operadores exclusivamente em BT

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização
Número de clientes na carteira de cada comercializador de mercado	ORD _{MT e AT}	Discriminado por perfil de consumo aplicável e agregado por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT)	Diária, no dia D+1
Consumo da carteira de clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT	ORD _{MT e AT} CUR _{BT}	Discriminado em períodos de 15 minutos, agregado por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT) e ajustado para perdas na rede de BT, de acordo com o ponto 64.2.1 ou o ponto 64.3.1	Mensal, no mês M+9
Consumo da carteira de clientes de cada comercializador de mercado	ORD _{MT e AT} Comercializadores	Discriminado em períodos de 15 minutos, agregado por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT) e ajustado para perdas na rede de BT, de acordo com o ponto 64.2.2 ou o ponto 64.3.2	Mensal, no mês M+9
Energia da carteira de produção em BT sem registo de 15 minutos	ORD _{MT e AT} CUR	Discriminada em períodos de 15 minutos através da aplicação de perfis de produção, agregada por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT)	Mensal, no mês M+1
Energia da carteira de produção em BT com registo de 15 minutos	ORD _{MT e AT} CUR	Discriminada em períodos de 15 minutos, agregada por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT)	Diária, no dia seguinte ao da produção (D+1)

64.2 Modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos postos de transformação

No modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos postos de transformação (MT/BT), o diagrama de carga associado ao comercializador de último recurso exclusivamente em BT é determinado tendo por base principal os dados registados no equipamento de medição instalado no posto de transformação.

64.2.1 Metodologia de cálculo da energia elétrica da carteira do CUR exclusivamente em BT

O consumo da carteira do comercializador de último recurso exclusivamente em BT, no referencial de saída da rede de MT, corresponde à leitura no equipamento de medição instalado no posto de transformação, discriminada em períodos de 15 minutos, deduzida das quantidades medidas nos pontos

de entrega a clientes na rede de BT de outros comercializadores (perfiladas e ajustadas para perdas na rede de BT) e adicionada da produção em BT injetada nessa rede (discriminada em períodos de 15 minutos, por aplicação de perfis de produção ou por recolha remota de leitura no equipamento de medição).

64.2.2 Metodologia de cálculo da energia elétrica da carteira dos comercializadores em mercado

O consumo da carteira de cada comercializador, no referencial de saída da rede de MT, corresponde às quantidades medidas nos pontos de entrega a clientes na rede de BT desse comercializador, perfiladas e ajustadas para perdas na rede de BT.

64.3 Modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos pontos de entrega em BT

No modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos pontos de entrega em BT, o diagrama de carga associado a cada comercializador (incluindo o CUR em BT) é determinado por aplicação de perfis de consumo e fatores de ajustamento para perdas em BT aos dados registados nos equipamentos de medição das instalações de consumo.

64.3.1 Metodologia de cálculo da energia elétrica da carteira do CUR exclusivamente em BT

O consumo da carteira do comercializador de último recurso exclusivamente em BT, no referencial de saída da rede de MT, corresponde às quantidades medidas nos pontos de entrega a clientes na rede de BT do CUR, perfiladas e ajustadas para perdas na rede de BT.

64.3.2 Metodologia de cálculo da energia elétrica da carteira dos comercializadores em mercado

O consumo da carteira de cada comercializador, no referencial de saída da rede de MT, corresponde às quantidades medidas nos pontos de entrega a clientes na rede de BT desse comercializador, perfiladas e ajustadas para perdas na rede de BT.

SECÇÃO VIII – METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS EM INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

65 METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS EM INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

Nos termos do RRC, as regras aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia elétrica, são estabelecidas por acordo entre o operador da rede e o produtor.

A disponibilização de dados de produção em regime especial pode envolver as seguintes entidades:

- a) Operador da rede de transporte.
- b) Operadores das redes de distribuição em AT, MT e BT.
- c) Comercializador de último recurso.
- d) Comercializadores.

Os operadores das redes de distribuição e o operador da rede de transporte devem disponibilizar os dados de produção aos comercializadores com a periodicidade definida no ponto 69, sendo o formato e suporte da informação definidos por acordo entre as partes.

66 PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

A disponibilização de dados dos pontos de medição de instalações de PRE, com exceção da microprodução e miniprodução ligada em BT, é concretizada através de valores recolhidos remotamente, discriminados por períodos de 15 minutos para todos os níveis de tensão.

A disponibilização de dados relativos à microprodução e à miniprodução ligada em BT é efetuada nos termos previstos no ponto 67.

Os dados recolhidos pela UCT são disponibilizados pelo operador de rede responsável pela disponibilização dessa informação, nos termos da Secção I do Capítulo V, tendo as seguintes características principais:

- a) Energia ativa fornecida discriminada por período de integração.
- b) Energia reativa com a máxima discriminação possível por quadrantes.
- c) Integração de eventuais correções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados nos valores a disponibilizar, conforme estabelecido no presente Guia de Medição.
- d) Os períodos de integração a considerar serão de 15 minutos com início nos minutos 0, 15, 30 e 45 de cada hora.

- e) Periodicidade da disponibilização de acordo com o estabelecido no ponto 69 e na legislação em vigor.
- f) A disponibilização de dados deverá ser efetuada através de ficheiros eletrónicos com os valores de contagem.

67 PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE MINIPRODUÇÃO E MICROPRODUÇÃO

Nos pontos de medição associados às instalações de miniprodução e microprodução são recolhidos remotamente (preferencialmente) valores agregados por período tarifário com frequência mensal.

Os pontos de medição associados a instalações de miniprodução em MT são acedidos diariamente, de modo remoto, sendo recolhidos os dados de produção em cada período de integração de 15 minutos.

A recolha de dados dos produtores ligados em BT é efetuada no dia seguinte ao dia de fecho da faturação mensal, devendo recolher-se apenas o valor acumulado da energia ativa produzida por período tarifário, de acordo com a parametrização do contador.

Os dados de produção são fornecidos aos comercializadores que abastecem as respetivas instalações de consumo.

Os dados de produção com discriminação de 15 minutos, obtidos através da aplicação dos perfis de produção, são fornecidos ao ORD_{MT e AT} e ao comercializador de último recurso.

Sem prejuízo do disposto anteriormente, o operador da rede de distribuição poderá, se assim o decidir, efetuar a recolha diária de diagramas de produção nestes pontos de medição.

A recolha de dados dos produtores ligados em MT é efetuada segundo as disposições aplicáveis à produção em regime especial, no ponto 66.

Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT deverão enviar os dados de produção nas suas redes ao ORD_{MT e AT}, com a periodicidade e o formato acordado entre as partes, cumprindo o disposto no ponto 64.

68 FORMATO E SUPORTE DA INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR

O formato e o suporte da informação sobre dados de produção são definidos por acordo entre as partes.

69 ENTIDADES DESTINATÁRIAS, CONTEÚDOS E PERIODICIDADE DOS FLUXOS DE INFORMAÇÃO

Os dados de produção dos produtores em regime especial são disponibilizados ao comercializador de último recurso, enquanto entidade responsável pela aquisição desta energia.

Os dados relativos aos pontos de medição em MAT são disponibilizados pelo operador da rede de transporte, enquanto os restantes dados são disponibilizados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

Os operadores de rede referidos no parágrafo anterior podem acordar a disponibilização conjunta dos dados de produção ao comercializador de último recurso, desde que assegurem o cumprimento do disposto na Tabela 69-1 e a aplicação das metodologias de estimativa referidas no ponto 40 do presente Guia de Medição, aplicáveis em cada nível de tensão.

Nas tabelas seguintes detalham-se os fluxos de informação e a periodicidade de disponibilização de dados relativos à PRE. A Tabela 69-1 aplica-se a toda a produção em regime especial, incluindo a miniprodução e microprodução.

Tabela 69-1 - Fluxos de informação sobre dados de produção em regime especial

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	MAT	AT	MT	BT
Diagrama de produção por PE	CUR	Diagrama de produção de 1 dia de produção, por PE	Diária, no dia seguinte ao de produção (D+1)	X	X	X	X
Acumulado mensal por PE	CUR	Acumulado mensal por período tarifário (super vazio, vazio normal, cheia e ponta)	Mensal, no mês seguinte ao de produção (M+1)	X	X	X	X
Diagrama de produção agregado	CUR e ORT	Diagrama de carga de 1 dia de todos os PE agregados por períodos de 15 minutos (individualizando os PRE inscritos como agentes de mercado)	Diária, dois dias após a produção (D+2)	X	X	X	X

Os fluxos de informação e a periodicidade de disponibilização de dados apresentados na Tabela 69-2 aplicam-se exclusivamente à microprodução e miniprodução.

Tabela 69-2 - Fluxos de informação sobre dados de produção da miniprodução e microprodução

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão	
				BT	MT
Diagrama de produção por PE	CUR, Comercializadores	Diagrama de produção de 1 dia de produção, por PE	Diária, no dia seguinte ao de produção (D+1)		X
Acumulado mensal por PE	CUR, Comercializadores	Acumulado mensal por período tarifário (super vazio, vazio normal, cheia e ponta)	Mensal, no mês seguinte ao de produção (M+1)		X
Leituras	CUR, Comercializadores	Valores de Leitura acumulada por período tarifário dos PE da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento das leituras validadas	X	
Diagrama perfilado de produção	CUR, Comercializadores, ORT	Diagrama de carga de 1 dia de todos os PE de miniprodução e microprodução agregados por períodos de 15 minutos de acordo com a metodologia do ponto 34 (individualizando os produtores inscritos como agentes de mercado)	Diária	X	
Diagrama de produção agregado	CUR, Comercializadores, ORT	Diagrama de carga de 1 dia de todos os PE de miniprodução agregados por períodos de 15 minutos (individualizando os produtores inscritos como agentes de mercado)	Diária, dois dias após a produção (D+2)		X

CAPÍTULO VI

SERVIÇOS DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, GESTÃO DA PROCURA E TELEGESTÃO

70 SERVIÇOS DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, GESTÃO DA PROCURA E TELEGESTÃO

No âmbito das atividades de promoção da inovação e da promoção da eficiência energética, atribuídas aos operadores das redes de distribuição, pode ser disponibilizada informação dos consumos de energia elétrica solicitada pelo cliente ou por outra entidade que o represente. Adicionalmente, podem ser prestados serviços de telegestão e gestão da procura na estrita medida da facilitação do serviço a prestar pelas entidades que concorrem no mercado de serviços de energia, potenciando desta forma a utilização das infraestruturas reguladas associadas à leitura, medição e disponibilização de dados de energia elétrica.

Os serviços previstos neste capítulo têm carácter facultativo, estando sujeitos ao regime dos serviços opcionais estabelecido no RRC. Assim, o acesso aos serviços dependerá da adesão dos clientes ou dos comercializadores, da disponibilidade da tecnologia e, eventualmente, do pagamento do respetivo custo.

71 DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA A CONSUMO E PRODUÇÃO

O operador da rede pode participar na promoção de eficiência energética, através da disponibilização da informação relativa ao consumo ou produção das instalações, com detalhe e frequência adequados.

Os serviços a considerar podem incluir o acesso remoto aos valores agregados de consumo ou produção, bem como, quando aplicável, aos diagramas de consumo ou produção.

72 GESTÃO DA PROCURA

O operador da rede de distribuição pode disponibilizar o serviço e a infraestrutura de comunicações até ao ponto de entrega de energia, para permitir a atuação sobre o equipamento de medição e limitador de potência da instalação de consumo, de produção ou, eventualmente, de armazenamento temporário de energia, no âmbito de diferentes necessidades de gestão da procura com origem nos clientes, seus representantes ou decorrentes de situações críticas na exploração da rede de distribuição.

O sistema de gestão da rede de distribuição poderá disponibilizar as condições para uma participação ativa no mercado por parte dos consumidores e produtores, fornecendo as informações de controlo necessárias para permitir a redução de potência ou interrupção do fornecimento.

Os equipamentos ou soluções da propriedade dos consumidores e produtores, deverão ser compatíveis com as regras e especificações que o operador da rede de distribuição disponibilizar para o efeito.

73 SERVIÇOS DE TELEGESTÃO

O operador da rede de distribuição poderá assegurar, por recurso ao sistema de gestão da rede de distribuição, serviços de telegestão, incluindo a execução remota de operações de natureza comercial (parametrizações, alterações da potência contratada, interrupção e restabelecimento de fornecimento e leituras extraordinárias).

Dada a especificidade da Iluminação Pública, para além da informação dos consumos, e caso essa funcionalidade esteja disponível, poderão ser disponibilizadas operações de controlo do seu funcionamento.

74 ISENÇÃO DA APLICAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO

No caso de clientes que tenham instalado equipamentos de medição com características que permitam o registo de dados com desagregação de 15 minutos e a sua recolha remota em base diária, e que cumpram os requisitos mínimos definidos no presente Guia de Medição, o operador de rede pode considerar os dados recolhidos para efeitos de aplicação do disposto no Capítulo V, dispensando a aplicação de perfis de consumo.

A recolha remota de diagramas reais de consumo poderá ser oferecida como serviço opcional pelo operador da rede de distribuição.

CAPÍTULO VII

DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS ENTRE A REDE DE MOBILIDADE ELÉTRICA E OS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

75 OBJETIVO E ÂMBITO

Nos termos do Regulamento da Mobilidade Eléctrica (RME) a forma de integração da informação de consumos de energia eléctrica da rede de mobilidade eléctrica no mercado de energia eléctrica deve constar do Guia de Medição. As regras definidas no presente capítulo aplicam-se às seguintes entidades:

- a) Operadores das redes de distribuição (ORD).
- b) Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Eléctrica (GOME).
- c) Comercializadores do sector eléctrico (CSE) e outros agentes de mercado.
- d) Clientes detentores de instalações privadas de acesso público.

76 CONSUMOS AFETOS À REDE DE MOBILIDADE ELÉTRICA

76.1 Instalação de equipamento de medição e telecontagem

O operador de rede à qual a instalação de consumo está ligada deve instalar no Ponto de Entrega da Rede de Mobilidade Eléctrica um equipamento de medição e telecontagem que permita o registo de leituras diárias com desagregação em períodos de 15 minutos.

76.2 Instalações privadas de acesso público

Nas instalações privadas de acesso público, os consumos afetos à mobilidade eléctrica devem ser individualizados face aos consumos da restante instalação.

O consumo de energia ativa e reativa registado no equipamento de medição a montante da instalação privada de acesso público, da responsabilidade do operador da rede de distribuição que alimenta a instalação, deve ser descontado do consumo de energia ativa e reativa medido no equipamento de medição, instalado no Ponto de Entrega da Rede de Mobilidade Eléctrica.

76.3 Instalações de consumo em BT

No caso de instalações privadas de acesso público alimentadas em BT, em que não esteja disponível informação desagregada em períodos de 15 minutos, o consumo total da instalação deve ser desagregado pela aplicação de perfis, devendo o operador de rede à qual a instalação de consumo está ligada individualizar o consumo da instalação determinando a diferença entre o consumo perfilado em cada 15 minutos e a leitura do equipamento de medição da rede de mobilidade elétrica.

77 FLUXOS DE INFORMAÇÃO ENTRE O GOME E O ORD

Para efeitos de apuramento das carteiras de consumo e faturação do acesso às redes aos comercializadores do sector elétrico (CSE), o ORD deve trocar informação relativa à mobilidade elétrica com o GOME.

Com base na informação recolhida no equipamento de medição instalado no ponto de entrega à rede de mobilidade elétrica, o ORD envia diariamente, no dia D+1, a leitura agregada ao GOME.

O GOME, por sua vez, com base nas leituras dos pontos de carregamento e nas leituras enviadas pelo ORD, determina a carteira de consumo horário de cada comercializador do sector elétrico, ajustando os consumos da mobilidade elétrica para o ponto de entrega da rede de mobilidade elétrica.

As carteiras apuradas pelo GOME são posteriormente enviadas diariamente, até ao final do dia D+1, ao ORD.

Para efeitos da imputação do consumo de cada comercializador da mobilidade elétrica (CEME) a cada comercializador do sector elétrico (CSE), o GOME tem em conta a relação de compras de cada CEME a cada CSE.

O ORD deve enviar aos CSE, até ao final do dia D+2, as carteiras desagregadas, para efeitos de acerto de contas.

A Tabela 77-1 resume os fluxos de informação entre as diferentes entidades envolvidas, bem como a periodicidade dos mesmos.

Tabela 77-1 - Fluxos de informação entre as entidades do sector elétrico e as entidades da rede de mobilidade elétrica

Tipo de dados	Origem	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização
Consumo agregado da instalação	ORD	GOME	Consumo agregado real da instalação do cliente, discriminado por períodos de 15 min	Diária, no dia seguinte ao da leitura (D+1)
Consumo da rede mobilidade elétrica desagregado	GOME	ORD	Consumo da rede mobilidade elétrica por CSE discriminado por períodos de 15 min	Diária, no dia seguinte ao da leitura (D+1)
Consumo da carteira de clientes	ORD	CSE	Consumo da carteira de clientes por comercializador CSE	Diária, dois dias após a da leitura (D+2)

78 DISPONIBILIZAÇÃO E ACESSO AOS DADOS DE LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

O operador de rede à qual a instalação de consumo está ligada é responsável pela aquisição e disponibilização dos dados dos equipamentos de medição instalados nos pontos de entrega à rede de mobilidade elétrica, nomeadamente em instalações privadas de acesso público.

O GOME é responsável pela aquisição e disponibilização dos dados dos equipamentos de medição instalados em cada ponto de carregamento.

A disponibilização de dados de um determinado equipamento de medição só poderá ser efetuada ao proprietário da instalação, a agentes seus representantes e aos operadores das redes de distribuição.

Para efeitos de acerto de contas, e para apuramento de diferenças entre leituras do GOME e dos operadores das redes de distribuição, estas entidades podem aceder aos equipamentos de medição instalados nos pontos de entrega à rede de mobilidade elétrica.

79 OUTRAS REGRAS

Sem prejuízo do disposto no presente capítulo, aos pontos de entrega à rede de mobilidade elétrica aplicam-se supletivamente as disposições do Guia de Medição relativas a clientes finais.

CAPÍTULO VIII

INDICADORES DE ACTIVIDADE SOBRE A APLICAÇÃO DO GUIA DE MEDIÇÃO

80 INDICADORES DE ATIVIDADE SOBRE A APLICAÇÃO DO GUIA DE MEDIÇÃO

O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT devem calcular e enviar à ERSE com periodicidade semestral os indicadores previstos na Tabela 80-1.

Tabela 80-1 - Indicadores de atividade sobre o Guia de Medição

Indicador	Descrição	Responsável
A – Instalação de equipamentos de medição		
A1 – Equipamentos instalados	Número de equipamentos de medição instalados: • novos equipamentos • equipamentos substituídos	REN
A2 – Equipamentos instalados	Número de equipamentos de medição instalados por nível de tensão e tipo de fornecimento (AT, MT, BTE, IP e BTN): • novos equipamentos • equipamentos substituídos	EDP Distribuição
B – Parametização e tratamento tarifário dos equipamentos de medição		
B1 – Parametizações de equipamentos de medição em MAT	Número de parametrizações dos equipamentos de medição de clientes em MAT	REN
B2 – Parametizações de equipamentos de medição em BTE, MT e AT	Número de parametrizações dos equipamentos de medição de clientes em BTE, MT e AT	EDP Distribuição
B3 – Parametizações de equipamentos de medição em BTN	Número de parametrizações dos equipamentos de medição de clientes em BTN	EDP Distribuição
C – Verificação dos equipamentos de medição		
C1 – Verificação de equipamentos de medição em MAT	Número de verificações periódicas ou extraordinárias (incluindo substituições) de equipamentos de medição em MAT	REN

Indicador	Descrição	Responsável
C2 – Verificação de equipamentos de medição em AT, MT e BT	Número de verificações periódicas ou extraordinárias (incluindo substituições) de equipamentos de medição, desagregado em: • AT ou MT com $S \geq 10$ MVA • AT ou MT com $1 \text{ MVA} < S < 10 \text{ MVA}$ • AT ou MT com $S < 1 \text{ MVA}$ • BTE • BTN	EDP Distribuição
C3 – Período entre verificações de equipamentos de medição em MAT	Número médio de anos decorridos desde a última verificação ou substituição, no universo de equipamentos de medição verificados no período em análise, em MAT	REN
C4 – Período entre verificações de equipamentos de medição em AT e MT	Número médio de anos decorridos desde a última verificação ou substituição, no universo de equipamentos de medição verificados no período em análise, desagregado em: • AT ou MT com $S \geq 10$ MVA • AT ou MT com $1 \text{ MVA} < S < 10 \text{ MVA}$	EDP Distribuição
C5 – Verificação remota de equipamentos de medição	Número de verificações remotas efetuadas aos sistemas de medição equipados com telecontagem, nos termos do ponto 21.1.	EDP Distribuição
D – Leitura dos equipamentos de medição		
D1 – Leituras de equipamentos de medição em MAT	Número acumulado de leituras (pela empresa) de equipamentos de medição em MAT, no período em análise. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso). No caso de leituras diárias, cada dia deverá corresponder a uma leitura para efeitos deste indicador.	REN
D2 – Leituras de equipamentos de medição em AT e MT	Número acumulado de leituras (pela empresa) de equipamentos de medição em AT e MT, no período em análise. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso). No caso de leituras diárias, cada dia deverá corresponder a uma leitura para efeitos deste indicador.	EDP Distribuição
D3 – Leituras de equipamentos de medição em BTE	Número acumulado de leituras (pela empresa ou pelo cliente) de equipamentos de medição em BTE, no período em análise. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso). No caso de leituras diárias, cada dia deverá corresponder a uma leitura para efeitos deste indicador.	EDP Distribuição

Indicador	Descrição	Responsável
D4 – Clientes sem telecontagem em MT, BTE e IP	Percentagem de clientes com equipamento de medição sem telecontagem, no final do período em análise, desagregada em: • MT • BTE • Circuitos de iluminação pública	EDP Distribuição
D5 – Leituras de equipamentos de medição em microprodutores e miniprodutores sem leitura diária	Número acumulado de leituras (pela empresa) de equipamentos de medição em microprodutores e miniprodutores (sem leitura diária de consumos), no período em análise. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso).	EDP Distribuição
D6 – Leituras dos equipamentos de medição dos produtores com leitura diária, no dia seguinte ao da produção	Número acumulado de leituras dos equipamentos de medição dos produtores (com leitura diária da produção), no dia seguinte ao da produção. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso). No caso de leituras diárias, cada dia deverá corresponder a uma leitura para efeitos deste indicador.	REN, EDP Distribuição
D7 – Percentagem de sucesso das leituras dos equipamentos de medição dos produtores com leitura diária	Percentagem de leituras com sucesso dos equipamentos de medição dos produtores com leitura diária, no dia seguinte ao da produção.	REN, EDP Distribuição
E – Equipamentos de medição inadequados		
E1 – Equipamentos de medição inadequados à opção tarifária do cliente	Número médio de equipamentos de medição em BTN (excluindo circuitos de iluminação pública), onde é aplicada a regra transitória de desagregação dos consumos por período tarifário, durante o período de tempo em análise, discriminado em função da potência contratada (superior ou inferior ou igual a 20,7 kVA).	EDP Distribuição
F – Disponibilização de dados de consumo		
F1 – Atraso na disponibilização do DGM	Número de dias em que foi excedido o prazo previsto para envio do DGM diário	REN
F2 – Atraso na disponibilização das carteiras diárias de comercialização	Número de dias em que o envio das carteiras diárias de comercialização aconteceu depois do prazo previsto	EDP Distribuição
F3 – Data de fecho das carteiras de comercialização definitivas	Número de dias em avanço (negativo) ou atraso (positivo) no fecho das carteiras de comercialização definitivas, face ao prazo previsto, em cada mês no período em análise	EDP Distribuição
F4 – Correção de anomalias em dados definitivos	Número de ocorrências de correção dos consumos das carteiras de comercialização, após serem dadas como definitivas, ao abrigo do ponto 29.6.	EDP Distribuição

Indicador	Descrição	Responsável
F5 – Fator de adequação	Valor médio do fator de adequação aplicado, em cada período de integração de 15 minutos, aos consumos perfilados, em cada mês do período em análise	EDP Distribuição
F6 – Atraso na disponibilização do consumo da carteira de clientes de cada comercializador nas redes dos operadores exclusivamente em BT	Número médio, no período em análise, de dias de atraso na disponibilização mensal dos “valores do consumo discriminado em períodos de 15 minutos da carteira de cada comercializador” por cada operador de rede exclusivamente em BT à EDP Distribuição	EDP Distribuição

A informação prevista na Tabela 80-1 deve ser incluída num relatório a enviar à ERSE até ao final do mês seguinte ao semestre a que diz respeito.

CAPÍTULO IX

AUDITORIAS EXTERNAS AO FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO E DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

81 OBJETIVO E ÂMBITO

O operador da rede, enquanto entidade responsável pela disponibilização de informação de contagem, deverá garantir a independência no serviço prestado, bem como a qualidade e integridade dos dados a fornecer ao mercado de eletricidade.

A garantia do cumprimento do princípio geral referido anteriormente deverá ser assegurada através de verificação independente dos sistemas e procedimentos de controlo dos equipamentos de medição e de recolha, registo, armazenamento e disponibilização de dados.

82 CONDIÇÕES PARA A REALIZAÇÃO DA AUDITORIA

Cabe ao operador de rede promover a implementação e o uso sistemático e adequado de mecanismos de controlo sobre os processos e os sistemas, garantindo as condições para que possam ser auditados.

A conformidade com as disposições regulamentares é da inteira responsabilidade do operador da rede, ainda que algumas das atividades relativas aos Sistemas de Informação possam ser desempenhadas por prestadores de serviços externos. O operador da rede procurará garantir as condições razoáveis e objetivas para a realização das auditorias, facilitando o acesso aos equipamentos e instalações para inspeção, bem como, a cópias dos dados e informação existente, sem que daí possa resultar qualquer impacto negativo no serviço de disponibilização dos dados.

Em termos gerais, a auditoria deverá suportar-se em material disponibilizado pelo operador da rede, nomeadamente em relação à documentação de suporte dos controlos gerais dos sistemas, infraestruturas e tecnologias de informação e dos controlos aplicacionais associados aos processos de medição, recolha, tratamento e disponibilização de dados. A auditoria deverá aferir sobre o grau de confiança quanto à fiabilidade e integridade dos dados de contagem, na sequência da aplicação continuada dos procedimentos de controlo e de deteção e correção de anomalias. Os resultados da auditoria devem conter a descrição dos objetivos e âmbito do trabalho realizado e identificar as evidências que suportam as conclusões e recomendações produzidas, bem como, qualquer reserva, qualificação ou limitação no conteúdo que o auditor possa ter com respeito à auditoria.

CAPÍTULO X

DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

83 REGRAS DE APLICAÇÃO NO TEMPO

Salvo se expressamente previsto, as alterações gerais e específicas estabelecidas neste documento são aplicáveis às situações que se constituam após a data de entrada em vigor do Guia de Medição.

84 REGIME SUPLETIVO

Sem prejuízo do disposto no presente Guia de Medição, é permitida a utilização de produtos, materiais, componentes e equipamentos por ele abrangidos, desde que acompanhados de certificados emitidos com base em especificações e procedimentos que assegurem uma qualidade equivalente à visada por este Guia de Medição. A certificação deverá seguir critérios equivalentes aplicáveis no âmbito do Instituto Português da Qualidade (IPQ).

85 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES AO GUIA DE MEDIÇÃO

Os documentos complementares ao Guia de Medição a disponibilizar pelos operadores das redes devem contemplar as matérias que constavam da redação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados aprovado através do Despacho n.º 4591-A/2007, de 13 de Março, que digam respeito às matérias indicadas no ponto 4.

Até à publicação e disponibilização nas páginas na Internet dos operadores das redes e da ERSE dos documentos complementares ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, as referidas matérias consideram-se em vigor na redação do Despacho n.º 4591-A/2007, de 13 de Março, aprovado pela ERSE.

86 REGIME TRANSITÓRIO APLICÁVEL AOS PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE MINIPRODUÇÃO E MICROPRODUÇÃO LIGADAS ÀS REDES DE ORD EXCLUSIVAMENTE EM BT

Os dados de produção das instalações de microprodução e miniprodução ligadas às redes dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT devem ser recolhidos mensalmente, agregados em quatro períodos tarifários, por tecnologia e por ponto de entrega em MT (posto de transformação).

Nos casos em que não seja possível fornecer esta informação com a desagregação referida, deverá ser aplicado o perfil de microprodução ou miniprodução aprovado, como previsto no ponto 67.

Transitoriamente, até à publicação do perfil de produção aplicável, deverá ser aplicado um perfil simplificado do seguinte modo:

- Horas de ponta: 30% da energia registada no contador de produção.
- Horas de cheias: 70% da energia registada no contador de produção.
- Horas de vazio: 0% da energia registada no contador de produção.