

II SÉRIE



DIÁRIO DA REPÚBLICA

Terça-feira, 13 de Março de 2007

Número 51

ÍNDICE

SUPLEMENTO

PARTE E

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Despacho n.º 4591-A/2007:

Aprova o guia de medição, leitura e disponibilização de dados 6888-(2)



PARTE E

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Despacho n.º 4591-A/2007

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) aprovado através do despacho da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) n.º 18 993-A/2005, publicado em suplemento ao *Diário da República*, 2.ª série, de 31 de Agosto de 2005, estabelece, no seu artigo 141.º, que o guia de medição, leitura e disponibilização de dados é aprovado pela ERSE, na sequência da apresentação de proposta pelos operadores de redes.

O conteúdo do guia de medição, leitura e disponibilização de dados está estabelecido no artigo 142.º do RRC. Com a aprovação deste instrumento regulamentar pretende-se sistematizar num único documento várias matérias relativas à medição de energia eléctrica, leitura dos equipamentos de medição e disponibilização de dados aos agentes que actuam no mercado eléctrico.

A aprovação do guia de medição, leitura e disponibilização de dados assume particular relevo num mercado eléctrico totalmente liberalizado em que se exige total transparência e isenção na actuação dos operadores de redes, responsáveis pelo fornecimento, instalação e leitura dos equipamentos de medição, bem como pela validação e agregação de dados de consumo associados às carteiras de clientes dos comercializadores em regime de mercado. Seguidamente indicam-se as principais matérias tratadas no guia de medição, leitura e disponibilização de dados:

- a) Fornecimento e instalação de equipamentos de medição;
- b) Especificação técnica dos equipamentos de medição;
- c) Procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição;
- d) Leitura dos equipamentos de medição;
- e) Regras para correcção de anomalias;
- f) Processamentos de dados em baixa tensão, designadamente estimativas de consumo e metodologia de aplicação de perfis de consumo;
- g) Medição de energia eléctrica a tensão diferente da tensão de fornecimento;
- h) Responsabilidade pela disponibilização de dados;
- i) Metodologias de disponibilização de dados de consumo e de produção;
- j) Acertos de energia eléctrica para efeitos de liquidação de desvios, designadamente ajustamento para perdas nas redes e adequação das curvas de geração e de consumo;
- l) Auditorias externas ao funcionamento dos sistemas de telecontagem e de disponibilização de dados.

O artigo 141.º do RRC estabelece que o guia de medição, leitura e disponibilização de dados é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta apresentada pelos operadores das redes. Dando cumprimento a este preceito legal, o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em média e alta tensão apresentaram à ERSE uma proposta conjunta, no final de 2005. Esta proposta era acompanhada dos comentários apresentados conjuntamente pela CELER — Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, C. R. L., e pela Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, C. R. L.

A análise da proposta apresentada conjuntamente pelo operador da rede de transporte e pelo operador da rede de distribuição em média e alta tensão motivou a realização, durante o ano de 2006, de diversas reuniões de trabalho entre a ERSE e aquelas empresas. Em resultado deste trabalho foram incluídas diversas alterações à proposta inicialmente apresentada. Importa ainda referir que no âmbito destes trabalhos foi considerado o estudo sobre a medição de energia eléctrica a tensão diferente da tensão de fornecimento enviado à ERSE por quatro cooperativas eléctricas (a CELER — Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, a Cooperativa de Electrificação, a LORD, Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais e a Cooperativa Eléctrica de Vilarinho).

Nestes termos:

Ao abrigo do artigo 141.º do Regulamento de Relações Comerciais e dos artigos 23.º e 31.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, o conselho de administração deliberou o seguinte:

1.º Aprovar o guia de medição, leitura e disponibilização de dados para vigorar em Portugal continental, que consta do anexo ao presente despacho e que dele faz parte integrante.

2.º O presente despacho entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3.º As disposições cuja aplicação esteja dependente do desenvolvimento de estudos ou da implementação de sistemas informáticos entram em vigor com a sua conclusão, que deverá ocorrer até 30 de Junho, continuando até essa data a aplicar-se as regras actualmente em vigor sobre essas matérias.

4.º A data referida no número anterior poderá ser prorrogável pela ERSE a solicitação das entidades responsáveis pela aplicação do guia, devidamente justificada.

5.º Com a entrada em vigor do guia de medição, leitura e disponibilização de dados são revogados o despacho n.º 23 279-H/2003, de 28 de Novembro, os anexos II e III do despacho n.º 12 524-C/2004, de 25 de Junho, o despacho n.º 4267-B/2005, de 25 de Fevereiro, o anexo B do despacho n.º 15 021-A/2005, de 8 de Julho, e o despacho n.º 15 709-A/2006, de 24 de Julho.

23 de Fevereiro de 2007. — O Conselho de Administração: *Vitor Santos — Maria Margarida de Lucena Corrêa de Aguiar — José Braz.*

ANEXO

Guia de medição, leitura e disponibilização de dados para Portugal continental

CAPÍTULO I

Objecto

O presente guia de medição, leitura e disponibilização de dados tem por objecto estabelecer as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados, nomeadamente, sobre as seguintes matérias:

- a) Fornecimento, instalação e localização de equipamentos de medição, de acordo com os princípios gerais definidos a este respeito para cada ponto de medição;
- b) Especificações técnicas dos equipamentos de contagem e telecontagem;
- c) Características dos equipamentos de medição, designadamente a classe de exactidão mínima;
- d) Verificação obrigatória dos equipamentos de medição e regras a adoptar 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 efectuar 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;

- i) Situações em que é possível efectuar a parametrização remota dos equipamentos de medição e respectivos procedimentos a adoptar;
- j) Regras relativas à marcação de leituras extraordinárias;
- k) Estimação dos consumos das instalações de clientes finais;
- l) Aplicação de estimativas de consumo sempre que não ocorra a leitura dos equipamentos de medição;
- m) Aplicação de perfis de consumo a clientes finais;
- n) Facturação quando os equipamentos de medição ou de controlo da potência contratada se revelem inadequados à opção tarifária dos clientes finais;
- o) Implementação e operação dos sistemas de telecontagem;
- p) Metodologia a adoptar pelas entidades que operam as redes na disponibilização dos dados recolhidos nos pontos de medição;
- q) Medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia eléctrica;
- r) Procedimentos de verificação e ensaio do sistema de medição;
- s) Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem;
- t) Regras e procedimentos a seguir sempre que não seja possível a recolha remota de dados;
- u) Procedimentos relativos à correcção de erros de medição, de leitura e de comunicação de dados à distância;
- v) Procedimentos a observar na parametrização e na partilha de acesso para recolha de dados de medição;
- w) Regras a adoptar na realização de auditorias externas ao funcionamento dos sistemas de telecontagem e de disponibilização de dados.

CAPÍTULO II

Âmbito de aplicação

1 — Entidades

O presente guia de medição, leitura e disponibilização de dados aplica-se às entidades referidas no Regulamento de Relações Comerciais (RRC):

- a) Os consumidores ou clientes finais;
- b) Os comercializadores;
- c) Os comercializadores de último recurso;
- d) O operador da rede nacional de transporte;
- e) O operador da rede nacional de distribuição;
- f) Os operadores das redes de distribuição em BT;
- g) O Agente Comercial;
- h) Os produtores em regime ordinário;
- i) Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas;
- j) Os operadores de mercado.

2 — Pontos de medição de energia eléctrica

O presente aplica-se aos seguintes pontos de medição de energia eléctrica referidos no RRC:

- As ligações das instalações de produtores à RNT;
- As ligações das instalações de produtores à RND;
- As ligações das instalações de produtores às redes de distribuição em BT;
- As ligações entre a RNT e as redes fora do território nacional;
- As ligações das subestações da RNT à RND;
- As ligações entre a RND e as redes fora do território nacional;
- As ligações em MT dos postos de transformação MT/BT dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT;
- As ligações das instalações de clientes finais em MAT;
- As ligações das instalações de clientes finais em AT, MT e BT.

CAPÍTULO III

Normas e Documentos de Referência

O presente guia inclui referências aos documentos a seguir identificados, sendo admitidas outras normas tecnicamente equivalentes:

- a) Directiva 2004/22/CE de 31 de Março de 2004 do Parlamento Europeu e do Conselho;
- b) EN 50298 — Empty enclosures for low-voltage switchgear and controlgear assemblies — General Requirements;
- c) EN 50334 — Marking by inscription of cores of electric cables;
- d) EN 60044-1 — Instrument transformers — Part 1: Current transformers;
- e) EN 60044-2 — Instrument transformers — Part 2: Inductive voltage transformers;
- f) EN 62052-11 — Electricity metering equipment (AC): General requirements, tests and tests conditions;
- g) EN 62053-11 — Electricity metering equipment (ac): Particular requirements — Part 11: Electromechanical meters for active energy (classes 0,5, 1 e 2);
- h) EN 62053-21 — Electricity metering equipment (AC): Particular requirements — Part 21: Static meters for active energy (classes 1 e 2);
- i) EN 62053-22 — Electricity metering equipment (AC): Particular requirements — Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2S e 0,5S);
- j) EN 62053-23 — Electricity metering equipment (AC): Particular Requirements — Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 e 3);
- k) EN 62208 — Empty enclosures for low-voltage switchgear and controlgear assemblies. General requirements;
- l) NP EN 45020 — Normalização e actividades correlacionadas, vocabulário geral;
- m) VIM — Vocabulário Internacional de Metrologia;
- n) CENELEC HD 308 (S2) — 2001: Identification of cores in cables and flexible cords;
- o) CENELEC HD 428.6 S1 — 2002: Three phase oil-immersed distribution transformers, 50 Hz, from 50 kVA to 2500 kVA, with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV — Part 6: Requirements and tests concerning pressurised corrugated tanks.

Sem prejuízo do disposto no presente guia, não é impedida a comercialização dos 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, por organismos reconhecidos segundo critérios equivalentes aplicáveis no âmbito do Sistema Português de Qualidade (SPQ), a que se refere o Decreto-Lei n.º 4/2002, de 4 de Janeiro.

CAPÍTULO IV

Siglas e definições

3 — Siglas

No presente guia, 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);
 BPAF — bloco privativo de assinante com fusível;
 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;
 DCP — dispositivo de controlo de potência;
 DST — descarregador de sobretensões;
 EN — norma europeia;
 ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
 HD — documento de harmonização do CENELEC;
 IP — índice de protecção;
 IPAC — Instituto Português de Acreditação;
 ITED — infra-estruturas de telecomunicações em edifícios;
 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);
 PE — ponto de entrega;
 PS — posto de seccionamento;
 PT — posto de transformação;
 QGBT — quadro geral de baixa tensão;
 RESP — rede eléctrica de serviço público;
 RQS — Regulamento da Qualidade de Serviço;
 RRC — Regulamento de Relações Comerciais;
 RND — Rede Nacional de Distribuição de Electricidade;
 RNT — Rede Nacional de Transporte de Electricidade;
 SEN — Sistema Eléctrico Nacional;
 TC — transformador de corrente;
 TT — transformador de tensão;
 UCT — unidade central de telecontagem;
 URT — unidade remota de telecontagem.

4 — Definições

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

«Acreditação (laboratório)» — reconhecimento formal da competência de um laboratório (em matéria) de ensaios para a realização de determinados ensaios ou tipos de ensaios;

«Agente de mercado» — entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente final ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se adquirirem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral;

«Auditoria de contagem» — conjunto de operações destinadas a verificar a conformidade de um sistema de contagem perante os requisitos referidos no presente guia ou em normas nele referidas;

«Carteira de fornecedor» — conjunto de clientes finais associados a um comercializador;

«Cliente final» — o consumidor que compra electricidade para consumo próprio;

«Comercializador» — entidade titular de licença de comercialização, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros;

«Comercializador de último recurso» — a entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica sujeita a obrigações de serviço universal;

«Concentrador remoto» — equipamento associado a um ou a vários contadores de energia eléctrica 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 activa, discriminados por períodos de quinze minutos;

«Consumo discriminado agregado definitivo» — consumo discriminado de uma carteira de fornecedor 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 fornecedor, obtido com base na estimativa de consumo da carteira e no Perfil Inicial;

«Contagem» — medição de energia eléctrica num período de tempo determinado;

«Diagrama de carga de referência» — diagrama de carga provisional da rede nacional de transporte que corresponde ao somatório das potências de emissão das centrais ligadas directamente 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;

«Dispositivos controladores de potência» — aparelho destinado a impedir que a potência contratada possa ser ultrapassada;

«Fornecedor» — entidade com capacidade para vender energia eléctrica, correspondendo, para efeito deste guia, a uma das seguintes entidades: comercializador e comercializador de último recurso;

«Fornecedor cessante» — comercializador ou comercializador de último recurso que fornece energia eléctrica a um cliente que pretende mudar de fornecedor;

«Fornecimento de energia eléctrica» — venda de energia eléctrica;

«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 fornecedor 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;
 Detecção de irregularidades na instalação;

«Instalação eléctrica» — conjunto dos equipamentos eléctricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição e na utilização de energia eléctrica, incluindo as fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e todas as outras fontes de armazenamento de energia eléctrica;

«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 seu fornecedor ao operador da rede de distribuição;

«Leitura extraordinária» — leitura real efectuada 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 Fornecedor no âmbito dos processos objecto deste documento;

«Leitura final» — leitura real realizada no final de um contrato de fornecimento de energia eléctrica;

«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 eléctrica;

«Leitura real» — valores da energia eléctrica acumulada recolhidos do equipamento de medição pelo operador da rede de distribuição ou pelo cliente. Os valores da energia eléctrica são discriminados pelos períodos horários definidos no Regulamento Tarifário;

«Liquidação» — apuramento dos valores económicos resultantes da participação dos agentes no mercado de electricidade, para efeitos de facturação;

«Novo fornecedor» — comercializador ou comercializador de último recurso com o qual um cliente final de um outro fornecedor celebrou ou pretende celebrar um novo contrato;

«Operador da rede de distribuição» — a pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade 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 garantia de capacidade da rede a longo prazo;

«Operador da rede de transporte» — a pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade 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 garantia de capacidade da rede a longo prazo, para atender pedidos razoáveis de transporte de electricidade;

«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 eléctrica e pressupõe o acordo entre as partes para a definição prévia do conjunto desses parâmetros;

«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 pela entidade concessionária da RNT 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 horário 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;

«Período de objecção de leitura» — intervalo de tempo em que os valores de leitura são considerados provisórios. Este intervalo de tempo dura 30 dias úteis desde a disponibilização dos valores da leitura, excepto no caso da leitura de mudança de fornecedor, em que este prazo é de 15 dias úteis;

«Ponto de entrega (PE)» — ponto da rede onde se faz a entrega ou recepção de energia eléctrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede;

«Ponto de recepção (na RNT e RND)» — o ponto da rede onde se faz a entrega ou a recepção de electricidade à instalação do cliente, produtor ou outra rede, localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte, que separa as instalações;

«Posto ou período horário» — intervalo de tempo no qual a energia eléctrica é facturada ao mesmo preço;

«Produtor» — a pessoa singular ou colectiva que produz electricidade;

«Produtor em regime ordinário» — a produção de electricidade tal como definida no artigo 17.º do Decreto — Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro;

«Produtor em regime especial» — a produção de electricidade tal como definida no artigo 18.º do Decreto — Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro;

«Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP)» — o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de electricidade que integram a RNT, a RND e as redes de distribuição em baixa tensão;

«Rede Nacional de Distribuição de Electricidade (RND)» — a rede nacional de distribuição de electricidade;

«Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT)» — a rede nacional de transporte de electricidade em Portugal continental;

«Sistema de telecontagem» — sistema composto por um conjunto de equipamentos dotados de capacidade de comunicação de informação entre si, e que constituem o suporte de base para a recolha e processamento de dados necessários às liquidações associadas aos relacionamentos comerciais entre as várias entidades do SEN;

«Unidade central de telecontagem (UCT)» — sistema com capacidade de comunicação bidireccional 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 base de dados, estruturadas para o tratamento centralizado da informação;

«Unidade remota de telecontagem (URT)» — equipamento que permite o acesso remoto aos equipamentos de medição. Pode estar integrada no concentrador remoto ou no próprio contador de energia eléctrica.

CAPÍTULO V

Descrição geral do sistema

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

É composto por equipamentos locais que efectuem a contagem de energia eléctrica transaccionada, os quais podem ser acedidos local ou remotamente, e por equipamentos centrais que efectuem o tratamento dos dados recolhidos, nomeadamente para efeitos de liquidação e facturação.

Os equipamentos de medição podem ter os seguintes tipos de acessos aos dados:

a) Acesso remoto — em geral estes equipamentos registam o valor da potência média integrada em intervalos de quinze minutos. Estes equipamentos têm também a capacidade de funcionar nos 4 quadrantes, isto é, permitem medir as grandezas eléctricas nos dois sentidos de fluxo da energia (operador de rede > consumidor ou produtor > operador de rede).

b) Acesso local — em geral estes equipamentos registam as grandezas eléctricas acumuladas, isto é, a leitura recolhida traduz o consumo por diferença com a anterior. Alguns equipamentos podem também registar a potência activa média em períodos de 15 minutos.

5 — Sistema de telecontagem

O sistema de telecontagem constitui o suporte de base para a recolha e o processamento de dados associados aos fluxos de energia eléctrica em produtores e em consumidores MAT, AT ou MT.

É composto por um conjunto de equipamentos locais que efectuem a contagem da energia eléctrica transaccionada e que garantem a memorização remota dos respectivos valores em períodos de integração determinados. Estes equipamentos locais são dotados de capacidade de comunicação de informação entre si e com equipamentos centrais que efectuem a recolha centralizada da informação e o subsequente tratamento, nomeadamente para efeitos de liquidação e facturação.

Nas instalações produtoras e consumidoras de energia eléctrica 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 eléctrica, constituído por transformadores de medição, contadores, unidades remotas de telecontagem e respectivas ligações.

Em cada instalação deve existir, pelo menos, um concentrador remoto de dados que recolha as informações dos diferentes contadores da instalação, proceda à sua datação e garanta a sua memorização 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, ainda, ter capacidade de detecção e memorização de alarmes de funcionamento anormal.

Em instalações AT e MT onde a quantidade de pontos de medição possibilite a dispensa da utilização do concentrador remoto, podem instalar-se contadores com tratamento tarifário, memorização dos dados programados durante largo 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 exactidão dos contadores e verificações às respectivas ligações, efectuados por laboratório acreditado.

A transmissão da informação entre os concentradores 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 seguinte:

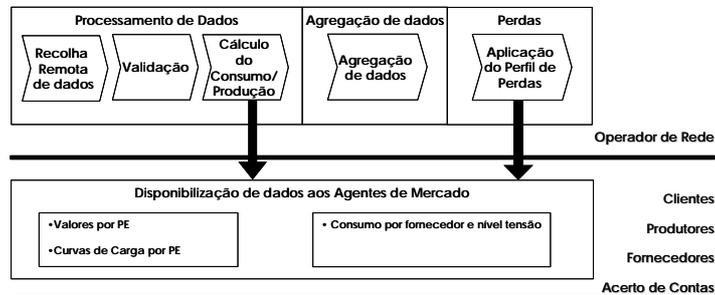


Fig. 1

6 — Sistema de contagem com leitura local

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

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

Periodicidade mensal, para os clientes finais BTE e clientes finais em MT que não disponham de telecontagem;

Nos clientes finais BTN deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a seis meses.

Os operadores das redes de distribuição devem promover acções no sentido de garantir o cumprimento da periodicidade estabelecida.

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 medição, 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 efectuem a contagem da energia eléctrica transaccionada de forma acumulada.

Os equipamentos de medição podem ser de dois tipos construtivos: electromecânicos e estáticos.

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

A recolha de informação dos contadores é efectuada 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 seguinte:

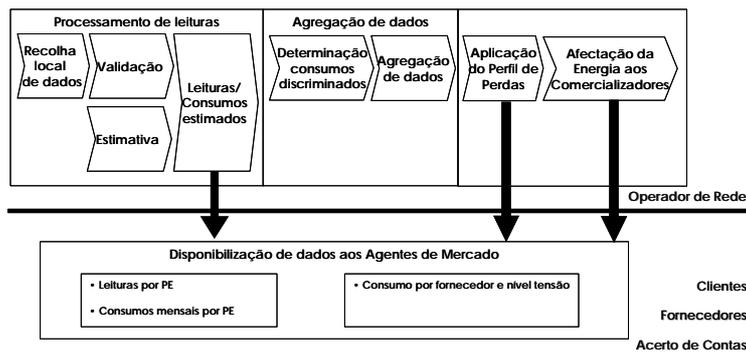


Fig. 2

7 — Disponibilização de dados

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

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

Quando os equipamentos de medição permitem apenas o registo acumulado pelos períodos horários do 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 Sistema Eléctrico Nacional.

CAPÍTULO VI

Medição de energia eléctrica

SECÇÃO I

Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

No cumprimento do estabelecido no RRC ⁽¹⁾, o fornecimento e a instalação dos equipamentos de medição é da responsabilidade:

- a) Do operador da rede nacional de transporte, nos pontos de ligação das suas subestações à rede de distribuição 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 dos clientes finais fisicamente ligados às respectivas redes;
- c) Dos produtores, nos respectivos pontos de ligação à rede.

SECÇÃO II

Instalações de clientes finais com duplo equipamento de medição

Com excepção do segmento de clientes finais BTN, nos termos estabelecidos no RRC ⁽²⁾, sempre que uma parte interessada assim o pretenda, pode ser instalado um segundo equipamento de medição, o qual para efeitos de facturação não pode ter características inferiores ao fornecido pelo operador de rede.

Os encargos decorrentes da existência do segundo equipamento são da responsabilidade da parte interessada pelo mesmo.

O segundo equipamento de medição fica sujeito ao programa de verificação periódica aplicável ao ponto de recepção.

Quando existir duplo equipamento de medição, para efeitos de facturação, deve ser considerada a média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos, conforme estipulado no RRC ⁽³⁾.

Sempre que um dos equipamentos de medição apresente um erro superior ao definido no ponto 24.1, serão consideradas as indicações fornecidas pelo equipamento que não apresentar defeito de funcionamento.

SECÇÃO III

Especificação técnica dos Equipamentos de Medição

8 — Transformadores de medição

Os transformadores de medição, a instalar, devem possuir características adequadas ao local onde forem montados, satisfazer as normas EN 60044-1, para os transformadores de corrente, e EN 60044-2, para os transformadores de tensão, e ainda às condições particulares descritas nos pontos 8.1 e 8.2.

8.1 — Transformadores de tensão

O valor nominal das tensões compostas do sistema trifásico de tensões secundárias deve ser preferencialmente 100 V.

A fim de garantir que não sejam excedidos os erros definidos para a respectiva classe de exactidão, a potência de exactidão dos transformadores de tensão deve ser tal que a carga do enrolamento dedicado à medição de energia eléctrica (ou partilhado com outras aplicações) se situe sempre entre 25% e 100% da potência de exactidão.

Os circuitos de tensão devem ser dimensionados de tal forma que a queda de tensão, desde o transformador de tensão até ao contador, não exceda 0,1% da tensão nominal.

O enrolamento secundário dos transformadores de tensão pode ser partilhado com outros dispositivos de medição e protecção.

No caso de o enrolamento secundário dos transformadores de tensão ser partilhado por diferentes dispositivos de medição e de protecção, podem ser instaladas duas caixas de dispersão ou régua de terminais do tipo seccionável, uma para a contagem da energia e outra para as restantes aplicações, de acordo com o descrito no ponto 8.5.

As ligações serão a quatro condutores utilizando três TT com o ponto comum ligado à terra, conforme fig. 1 do anexo I.

8.2 — Transformadores de corrente

Os transformadores de corrente de MAT, AT, MT e BT devem possuir um enrolamento secundário e respectivo núcleo e ser destinados exclusivamente à contagem de energia eléctrica.

Se houver outras necessidades para além desta aplicação, os transformadores de corrente podem ser comuns desde que, às outras aplicações, correspondam enrolamentos secundários (e núcleos) distintos dos da contagem de energia.

O valor nominal da corrente secundária deve ser 1 A ou 5 A.

A potência de exactidão dos enrolamentos de contagem e o dimensionamento dos respectivos circuitos devem ser tais que a carga do enrolamento esteja compreendida entre 25% e 100% da potência de exactidão.

O factor de saturação do enrolamento não deve ser superior a 5.

As ligações devem ser a quatro condutores utilizando três TC com o ponto comum ligado à terra, conforme fig. 1 e fig. 2 do anexo I. Em cada TC um dos terminais do enrolamento secundário deve ser ligado à terra.

A montagem dos TC deve ser de modo a que o contador funcione com os respectivos terminais 3, 6 e 9 ligados à terra.

8.3 — Classes de exactidão

As classes de exactidão dos transformadores de medição não devem ser inferiores às indicadas no ponto 10.

8.4 — Caixas de terminais dos enrolamentos secundários

As caixas de terminais dos transformadores de medição devem ser seláveis e permitir a ligação de condutores de cobre de secção compreendida entre 2,5 mm² e 10 mm².

8.5 — Caixas de reagrupamento ou de dispersão de cabos

Quando existirem caixas de reagrupamento (ou de dispersão) de cabos, deve haver, por cada grupo de transformadores de medição, uma caixa de terminais selável destinada exclusivamente à contagem de energia eléctrica, independentemente da existência de outras caixas de terminais para outras finalidades.

Em alternativa, se for usada apenas uma única caixa, a régua de terminais onde ligam os circuitos de contagem deve ser dotada de dispositivo de selagem que permita selar os terminais afectos à função de contagem.

8.6 — Reserva de espaço

Em instalações MAT, AT e MT, deve ser considerado espaço para a instalação de transformadores de medição.

Para esse efeito, a entidade proprietária da instalação deve obter o acordo do operador da rede quanto às características desse espaço, incluindo a sua necessidade.

9 — Contadores

9.1 — Características

9.1.1 — 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, trifásico, com três elementos de medição e combinados (medição de energia activa e de energia reactiva);
- Classes de exactidão mínimas indicadas no ponto 10;
- Medição de energia eléctrica nos 2 sentidos, com discriminação da energia reactiva nos 4 quadrantes;
- Características técnicas que permitam a sua integração em sistemas de informação relacionados com a medição;
- Adequados aos transformadores de medição a que estejam ligados de modo a que a leitura seja directa;
- Dispositivo de selagem no ponto de acesso à programação e no acesso aos terminais;
- Sincronismo do relógio interno;
- Fonte de alimentação alternativa que garanta, pelo menos, o bom funcionamento do calendário e relógio, durante sete dias, na ausência da fonte de alimentação normal dos circuitos de processamento;
- Memória não volátil, do tipo circular onde sejam guardados, pelo menos, os valores acumulados dos últimos seis períodos de facturação e 70 dias de diagramas de cargas;
- Visor que permita a visualização dos valores das grandezas medidas intervenientes na facturação.

Para além destas características, por solicitação de qualquer das partes, os contadores podem ainda incluir emissores de impulsos de medição de energia eléctrica. Esta característica só deve ser considerada se a parte interessada a solicitar na altura da requisição da ligação e pagar o respectivo adicional de preço entre equipamentos com e sem essa funcionalidade. Se a solicitação for efectuada 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.

Admite-se que algumas das características mínimas acima referidas possam alternativamente ser garantidas pela URT ou dispensadas por acordo entre as partes.

9.1.2 — Pontos de medição ligados em AT e MT ($S < 10$ MVA)

Os contadores para pontos de medição de instalações ligadas em AT, cujas potências de ligação sejam inferiores a 10 MVA, e em MT devem satisfazer a norma EN 62052-11. Complementarmente, os contadores das classes 1 e 2, devem satisfazer a norma EN 62053-21, enquanto que os contadores da classe 0,5S devem satisfazer a norma EN 62053-22.

Os contadores devem possuir as seguintes características mínimas:

- Tipo estático, tarifa múltipla, trifásico, com três elementos de medição e combinados (medição de energia activa e de energia reactiva);
- Tratamento tarifário em tarifa múltipla, no caso de clientes finais;
- Classes de exactidão mínimas indicadas no ponto 10;
- Medição da energia activa nos dois sentidos, com discriminação da energia reactiva nos quatro quadrantes;
- Características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem;
- Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, para execução das comutações tarifárias e mudança automática da hora legal;
- As funcionalidades de programação seguintes:
 - Períodos e ciclos horários previstos no Regulamento Tarifário;
 - Tabela de feriados, fixos e móveis, com a validade mínima de cinco anos;
 - Data de fecho automático do período de facturação;
 - Data de mudança automática da hora legal em conformidade com a legislação em vigor ou outra que venha a ser publicada;
 - Período de integração (actualmente 15 minutos);
 - Relações de transformação dos transformadores de medição a que estejam ligados, para que a leitura seja directa;
 - Unidade de medida;
- Memória não volátil, do tipo circular onde sejam guardados, pelo menos, os valores acumulados dos últimos seis períodos de facturação e 70 dias de diagramas de cargas;
- Programação tarifária com uma validade mínima de cinco anos;
- Dispositivo de selagem no ponto de acesso à programação e no acesso aos terminais;
- Fonte de alimentação alternativa que garanta, pelo menos, o bom funcionamento do calendário e relógio, durante sete dias, na ausência da fonte de alimentação normal dos circuitos de processamento;
- Visor que permita a visualização dos valores das grandezas medidas intervenientes na facturação.

Para além destas características, por solicitação de qualquer das partes, os contadores podem ainda incluir as características seguintes:

Emissores de impulsos de medição de energia eléctrica 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 a parte interessada as solicitar na altura da requisição da ligação e pagar o respectivo adicional de preço entre equipamentos com e sem essas funcionalidades. Se a solicitação for efectuada 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.

9.1.3 — Pontos de medição ligados em BT

Os contadores para instalações ligadas em BT devem satisfazer a norma EN 62052-11.

Complementarmente:

Os contadores electromecânicos de energia activa, das classes 1 e 2, devem satisfazer a norma EN 62053-11;

Os contadores estáticos de energia activa, das classes 1 e 2, devem satisfazer a norma EN 62053-21 e os contadores estáticos de energia reactiva, da classe 2, devem satisfazer a norma EN 62053-23.

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 exactidão mínimas, indicadas no ponto 10;
- c) Tarifa múltipla, combinados (medição de energia activa e de energia reactiva), registo de potência máxima tomada, para pontos de medição BTE;
- d) Tarifa simples ou múltipla para medição de energia activa, para pontos de medição BTN;
- e) Se forem do tipo estático, os contadores devem estar equipados com:

Porta óptica 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;
Fonte de alimentação alternativa que garanta, pelo menos, o bom funcionamento do relógio durante sete dias, na ausência da fonte de alimentação normal;
Memória não volátil, do tipo circular, onde sejam guardados, pelo menos, os valores acumulados dos seis últimos períodos de facturação;
Dispositivo de selagem no ponto de acesso à programação;
Contactos de saída livres de potencial para informação de tarifa em curso, fim do período de integração (pontos de medição BTE);
Emissor de impulso de energia.

f) Os contadores de tarifa múltipla devem, ainda, conter as funcionalidades de programação seguintes:

Períodos e ciclos horários previstos no Regulamento Tarifário;
Devem, nomeadamente, permitir a discriminação do consumo em horas de ponta, cheias e vazio em clientes finais em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA;
Data de fecho automático do período de facturação;
Data de mudança automática da hora legal, em conformidade com a legislação em vigor ou outra que venha a ser publicada;
Período de integração (15 minutos), no caso de ligações BTE;
Relações de transformação dos transformadores de corrente a que estejam ligados para que a leitura seja directa;
Unidade de medida.

9.2 — 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.

9.2.1 — Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT

Os contadores devem ser instalados em locais adequados, em armários específicos e ligados através de fichas apropriadas ou terminais seccionáveis com capacidade de selagem, de forma a permitir a sua rápida substituição.

Devem ser ligados exclusivamente segundo o esquema de ligação indicado nas figuras 1 e 2 do anexo I.

Neste armário, deve ser previsto espaço suficiente e a electrificação básica que permita a instalação imediata de um contador de verificação, ligado ao mesmo circuito de correntes e tensões.

Para ligações à rede de distribuição, a entidade proprietária da instalação deve obter junto do operador da rede de distribuição as características a que deve obedecer o armário de contagem. Este pode ser de montagem mural com as dimensões indicadas no anexo II ou de montagem apoiada no solo, com dimensões adequadas à quantidade de equipamentos de medição a alojar no seu interior.

Como locais adequados, podem considerar-se os isentos de trepidações anormais e ao abrigo de choques, humidade excessiva, vapores corrosivos, poeiras, valores muito elevados ou muito baixos de temperatura, elevada exposição solar, etc.

Nas instalações MT com medição do lado da BT, os TC serão montados em caixa própria a instalar no caminho do cabo de potência de BT, entre o transformador de potência e o QGBT. Os circuitos de tensão devem ser dimensionados de tal forma que a queda de tensão, desde o ponto de obtenção desta grandeza até ao contador, não exceda 0,1 % da tensão nominal.

Nas restantes instalações, os transformadores de medição serão montados nos espaços reservados e acordados entre o proprietário da instalação e o operador de rede conforme previsto no ponto 8.6.

9.2.2 — Pontos de medição ligados em BT

9.2.2.1 — Localização e montagem

Os contadores, monofásicos ou trifásicos, devem ser colocados próximo da origem da instalação eléctrica ou da entrada, em local e posição adequados.

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.

Assim sendo, os contadores devem localizar-se, de forma a observar as seguintes regras particulares:

Agrupados no vestíbulo de entrada do edifício, com acesso independente a partir do exterior do edifício, se possível (centralização dos equipamentos do edifício);

Agrupados, junto ao quadro de colunas, em áreas comerciais;

No muro delimitador da propriedade (tratando-se de construções unifamiliares);
 Junto a caminho público, tratando-se de instalações de rega;
 Agrupados em bateria, junto à entrada dos condomínios fechados (quando a sua dimensão tornar viável esta solução);
 Junto à entrada (acessível do exterior) do local de consumo;
 Agrupados por piso (centralização de equipamentos de um mesmo piso).

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 tem de 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.

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 das figuras 2, 3 e 4 do anexo I.

9.2.2.2 — Dispositivos controladores de potência (DCP)

Para efeitos de limitação da potência tomada, pelo cliente BTN, ao valor contratado, são instalados, pelo operador da rede de distribuição, dispositivos controladores de potência (DCP) previstos no RRC ⁽⁴⁾.

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, para instalações monofásicas e trifásicas, respectivamente. Devem ter calibres em conformidade com a potência contratada.

A função «limitação de potência» poderá ser assegurada por dispositivo integrado no equipamento de contagem.

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
30-45-60	30	6,90	40		27,60
	45	10,35	50		34,50
	60	13,80	60		41,40

Tabela 1

9.3 — Parametrização do tratamento tarifário

A parametrização dos equipamentos de contagem deve ser auditável e transparente para todas as entidades envolvidas nomeadamente: operadores das redes de transporte e de distribuição, produtores, clientes finais, fornecedores de energia eléctrica, laboratórios certificados, etc.

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

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

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

9.3.1 — Procedimento a observar na teleparametrização

A teleparametrização dos equipamentos de contagem exige o prévio acordo entre as partes envolvidas.

As variáveis do contador susceptíveis de serem teleparametrizáveis devem ser aquelas que não invalidam a auditoria de certificação efectuada por laboratório acreditado.

Com base no princípio indicado, e de modo a garantir o controlo metrológico dos equipamentos, o correcto estabelecimento dos circuitos, a adequação dos elementos da cadeia de contagem e a correcta 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 facturação.

Todos os equipamentos de telecontagem podem ser teleparametrizados, de acordo com a tabela seguinte.

Proprietário do equipamento de telecontagem	Entidade que realiza e lidera o processo de Teleparametrização	Teleparametrizações possíveis					
		Tabela de Feriados	Mudança de hora	Ciclo Tarifário	Sincronização manual	Password de acesso remoto	Data de Fecho de Facturação
REN	REN	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
EDP-Distribuição	EDP-Distribuição	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Produtores	REN (contratos REN), EDP Distribuição (contratos EDP Distribuição)	Não	Sim	Não	Sim	Não	Não
Clientes finais	REN (Clientes finais MAT), EDP Distribuição (Clientes finais restantes)	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim

Tabela 2

A entidade que lidera o processo de teleparametrização deve informar antecipadamente todas as entidades que acedem remotamente à informação de telecontagem residente no equipamento a intervencionar, obtendo o acordo prévio de todas elas para a programação dos trabalhos.

Além disso, deve observar a seguinte metodologia, consoante o caso:

a) Sem perda de nenhum valor de contagem:

1) Deve ser garantido registo auditável da teleparametrização efectuada, com a datação do evento;

b) Com perda de valores de contagem:

1) No caso de perda de valores de contagem por parte de alguma das entidades envolvidas, a entidade que lidera o processo deve disponibilizar-lhes um ficheiro com toda a informação de contagem do período respectivo, no prazo de vinte e quatro horas;

2) No caso de equipamentos de contagem em que a teleparametrização «apaga» os registos totalizadores locais, a entidade que lidera o processo deve informar previamente os agentes afectados e disponibilizar-lhes posteriormente a informação necessária;

3) Deve ser garantido registo auditável da teleparametrização efectuada, com a datação do evento.

10 — Classes de exactidão

As classes de exactidão dos equipamentos de medição a instalar não devem ser inferiores às indicadas na tabela seguinte.

Nível de tensão	Potência Requisitada (MVA)	Classes de exactidão		
		Transformadores de medição	Contador de energia activa	Contador de energia reactiva
MAT	-	0,2	0,2	0,5
AT e MT	$S \geq 50$	0,2	0,2	0,5
	$10 \leq S < 50$	0,2	0,2	1,0
	$0,630 < S < 10$	0,5	0,5	1,0
	$S \leq 0,630$ ⁽¹⁾	1,0	1,0	2,0
BT	$S > 0,0414$	1,0	1,0	2,0
	$S \leq 0,0414$	---	2,0	---

Tabela 3

⁽¹⁾ Para contagem do lado da BT. Se a contagem for do lado da MT, aplicam-se os valores correspondentes ao escalão de potência requisitada seguinte.

11 — Unidade remota de telecontagem (URT)

A unidade remota de telecontagem pode ser um concentrador remoto, receptor das informações de contagem de energia eléctrica emitidas pelo contador, que as processa internamente, com ou sem tarifário, ou pode ser uma unidade de comunicação integrada directamente no contador.

Sendo a URT um concentrador, deverá possuir, pelo menos, as seguintes características:

a) Memorização dos valores originais dos registos de leitura dos contadores de quinze em quinze minutos, quando possível, ou dos valores da curva de carga do ponto de contagem (em energia ou em potência média), também em períodos de quinze minutos;

- b) Comunicação por modo série ou por recepção de impulsos com os contadores. Sempre que os equipamentos o permitam deve utilizar-se a comunicação série;
- c) Memorização e datação de eventos relevantes, designadamente falta de uma das fases do circuito de tensões para contagem, falha de comunicação com contadores, alteração da parametrização dos equipamentos, alteração dos dados memorizados, ou do nível de tensão baixa da bateria auxiliar;
- d) Possibilidade de sincronização remota;
- e) Datação, até ao minuto, dos valores registados;
- f) Protocolo de comunicações compatível com as UCT do operador da rede de distribuição e do operador da rede de transporte a comprovar por meio de ensaio prévio. Salvo acordo em contrário, os custos para garantir essa compatibilização serão suportados pela entidade que pretende instalar a URT;
- g) Memorização dos dados por um período mínimo de 70 dias;
- h) Capacidade de alimentação auxiliar de reserva para funcionamento em caso de falha da alimentação principal;
- i) Capacidade de selagem do dispositivo de acesso à respectiva programação, impedindo alterações, quer locais quer remotas;
- j) Alimentação de energia que assegure a preservação dos dados memorizados durante, pelo menos, 90 dias em caso de ausência da tensão de alimentação principal e da de reserva.

No caso de existirem contadores ligados a dois concentradores distintos que permitam ligação em «cascata», esta ligação deve ser estabelecida.

12 — Cabos e condutores de ligação

Nas ligações, os cabos e os condutores não devem ser interrompidos nos seus percursos.

12.1 — Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT

Todos os cabos, chicotes e ligadores instalados no parque exterior e no interior de edifícios de comando de instalações MAT e AT, no interior de PT e PS de instalações MT e no interior do armário de contagem, devem ser inequívoca e adequadamente identificados.

12.1.1 — Ligações entre transformadores de medição e caixas de reagrupamento

As ligações entre os transformadores de medição e as caixas de reagrupamento, quando as houver, devem ser executadas em cabos do tipo VV (0,6/1 kV) com a secção mínima de 4 x 4 mm² e com bainha exterior de cor preta.

Nas instalações em MAT ou com potências superiores a 10 MVA devem ser utilizados cabos com a secção mínima de 4x6 mm² e do tipo descrito no anexo III.

12.1.2 — Ligações entre caixas de reagrupamento e armário de contagem

O cabo de correntes e o de tensões devem ter origem na caixa de reagrupamento correspondente, quando exista, e terminar directamente no armário de contagem numa caixa de terminais seccionáveis.

As ligações entre as caixas de reagrupamento, quando as houver, e o armário de contagem devem ser executadas em cabos do tipo VV (0,6/1 kV) com a secção mínima de 4x4 mm² e com bainha exterior de cor preta.

Nas instalações em MAT ou com potências iguais ou superiores a 10 MVA devem ser utilizados cabos com a secção mínima de 4 x 6 mm². Nas instalações MAT o cabo a utilizar deve ser do tipo descrito no anexo III.

12.1.2.1 — Circuito de correntes, por cada ponto de medição

Na caixa de reagrupamento, quando exista, o cabo de correntes deve estar ligado a uma régua de terminais seccionáveis aí existente, dispondo de acessórios para curto-circuitar as fases e o neutro.

No armário de contagem, o cabo do circuito secundário de correntes deve ligar a 3 tomadas de corrente, com possibilidade de selagem:

- Uma tomada, destinada ao 1.º contador;
- Uma tomada, destinada ao 2.º contador;
- Uma tomada com tampa destinada a ensaios.

A tampa deve impedir totalmente o acesso aos terminais.

Nas instalações alimentadas em MAT ou em AT ou com potências iguais ou superiores a 10 MVA, as tomadas atrás descritas devem ser auto-curtocircuitáveis.

Nas instalações alimentadas em MT, as tomadas podem ser substituídas por blocos de terminais seccionáveis.

12.1.2.2 — Circuito de tensões, por cada ponto de medição

No armário de contagem, o cabo do circuito secundário de tensões deve ligar a 3 tomadas de tensão, com possibilidade de selagem:

- Uma tomada, destinada ao 1.º contador;
- Uma tomada, destinada ao 2.º contador;
- Uma tomada com tampa, destinada a ensaios.

A tampa deve impedir totalmente o acesso aos terminais.

Nas instalações alimentadas em MT, as tomadas podem ser substituídas por blocos de terminais.

Os ensaios dos circuitos devem ser feitos através dos terminais disponíveis em cada tomada.

Nos circuitos destinados à contagem de energia eléctrica, não devem, em regra, ser instaladas protecções. Quando o forem, deve haver protecção nos circuitos de medição por meio de disjuntor, devendo este, na posição de fechado, ou a caixa onde esteja inserido (que deve ser provida de tampa transparente), ter possibilidade de serem selados, de forma que a manobra manual do disjuntor só seja possível com a quebra do selo. Além disso, o disjuntor deve estar provido de contacto auxiliar para sinalização do disparo.

Nas instalações de MAT a protecção atrás referida é obrigatória.

Na caixa de reagrupamento, o cabo deve ligar a uma régua de 4 terminais não seccionáveis.

12.1.3 — Ligações directas entre transformadores de medição e armário de contagem

Quando não existirem caixas de reagrupamento, as ligações directas entre os transformadores de medição e o armário de contagem devem ser executadas em cabos do tipo VV (0,6/1 kV) com a secção mínima de 4 x 4 mm² com bainha exterior de cor preta.

Nas instalações em MAT ou com potências superiores a 10 MVA devem existir caixas de reagrupamento, pelo que esta disposição não se lhes aplica.

Nas instalações em MT, as ligações ao armário de contagem podem terminar em blocos de terminais seccionáveis.

12.1.4 — Ligações dentro do armário de contagem

12.1.4.1 — Ligação dos circuitos de medição

Os circuitos de tensão e de corrente dos contadores devem ser executados em condutores dos tipos H05 V-U, H05 V-K ou H05 V-F, de secção não inferior a 2,5 mm².

12.1.4.2 — Ligação dos circuitos auxiliares e de serviço

Os circuitos de comando e de retransmissão de impulsos devem ser executados em condutores dos tipos H05 V-U, H05 V-K ou H05 V-F, de secção não inferior a 1,5 mm².

12.1.4.3 — Ligações do contador ao concentrador

Em caso de ligações de vários contadores a um concentrador, cada contador deve ser ligado individualmente ao concentrador através de um cabo do tipo JE-LIYCY(2x0,5).

No concentrador, a ligação de cada contador, deve ser efectuada a uma das entradas de uma das cartas do módulo de comunicação série. Por acordo entre as partes, podem ser usados outros tipos de ligações.

12.1.5 — Identificação dos condutores dos cabos

Nos cabos com condutores isolados em número não superior a cinco, a identificação desses condutores é feita por cores, de acordo com a norma CENELEC HD 308.

Nos cabos com mais de cinco condutores isolados, a identificação dos condutores é feita por números, de acordo com a norma EN 50334.

12.2 — Pontos de medição ligados em BTE

Na ligação directa entre a portinhola ou quadro de colunas e o contador, da responsabilidade do cliente, devem ser utilizados condutores do tipo H07V ou cabo do tipo VV com secções não inferiores a 25 mm².

Sempre que sejam aplicados TC, a ligação destes (também da responsabilidade do cliente) ao contador deve ser executada com condutores do tipo H07V ou cabo do tipo VV com secções não inferiores a 4 mm².

12.3 — Pontos de medição ligados em BTN

Na ligação entre a portinhola ou caixa de coluna e o contador, da responsabilidade do cliente, devem ser utilizados condutores do tipo H07V ou cabo do tipo VV com secções não inferiores a 6 mm².

Na interligação do contador ao DCP, igualmente da responsabilidade do cliente, podem utilizar-se os seguintes condutores ou equivalentes:

Para contadores instalados na fachada ou no interior de edifícios, podem ser utilizados os condutores do tipo H07V ou o cabo do tipo VV com secções não inferiores a 6 mm² e não superiores a 16 mm², protegidos por tubos do tipo VD, com diâmetros não inferiores a 32 mm;

Para contadores instalados em muros, podem ser utilizados os cabos do tipo VV ou VAV com secções não inferiores a 6 mm² e não superiores a 16 mm². Os cabos do tipo VV devem ser protegidos por tubos tipo PVC ou PEBD, com diâmetros não inferiores a 40 mm, visto que se trata de cabos sem armadura.

13 — Armários e caixas para montagem de equipamentos de medição

13.1 — Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT

O proprietário da instalação deve montar, tão próximo quanto possível dos transformadores de medição, um armário destinado exclusivamente à montagem dos equipamentos de medição de energia eléctrica.

Os clientes finais que pretendam ligar-se à rede de distribuição devem obter, junto do operador da rede de distribuição, os requisitos referentes às características do armário de contagem, que deve ter as dimensões e formatos referidos no anexo II, deve cumprir a classe II de isolamento e deve garantir um grau de protecção definido por IP 44. Este armário de contagem é para montagem mural.

Em instalações nas quais a quantidade de contadores e outros equipamentos o justifique, o armário de contagem deverá ser do tipo apoiado no solo e cumprir a classe de isolamento e o grau de protecção atrás definidos.

O armário de contagem deve ser instalado em compartimento ventilado, bem iluminado, com dimensões que permitam a movimentação de pessoas em actos de verificação e ensaios e possuir um acesso fácil e directo a partir do exterior.

Esse compartimento deve prever espaço suficiente para que a outra parte, se assim o entender, possa instalar o seu próprio equipamento de medição.

As dimensões do armário de contagem têm de ser compatíveis com os atravancamentos dos equipamentos a alojar.

O armário deve permitir a circulação de ar, deve assegurar a protecção do equipamento instalado contra acções mecânicas, poeiras e humidade e deve ser instalado em local com ambiente adequado, nomeadamente no que respeita à ausência de vibrações, de humidade, de ambientes corrosivos e de riscos de incêndio ou de explosão.

Dentro do armário devem existir uma tomada monofásica dotada de pólo de terra e uma tomada telefónica de acordo com o ITED, esta última com protecção contra sobretensões.

No armário de contagem devem ser instalados os seguintes equipamentos:

- a) Contadores de energia;
- b) Concentradores/unidade remota de telecontagem;
- c) Caixas de terminais de ligação e de ensaio;
- d) Relés de isolamento galvânico, quando existirem, para eventual retransmissão de impulsos (de comandos de tarifas, do sinal de início do período de integração da ponta, ou outros);
- e) Régua de terminais, em calha normalizada, para as retransmissões referidas anteriormente e para os cabos telefónicos.

No armário de contagem deve existir uma alimentação auxiliar ininterrupta. Esta exigência não se aplica aos clientes finais alimentados em MT.

A essa alimentação ininterrupta devem ligar, individualmente, cada um dos contadores, se tiverem entrada própria para esse fim, o concentrador e o modem, para que, em caso de falha temporária das grandezas objecto de medição, sejam preservados os dados guardados em memória e se possa aceder remotamente ao equipamento.

As entradas e saídas de cabos devem ser efectuadas pela base do armário a partir dos terminais referidos no ponto 12.1, devendo, para o encaminhamento dos cabos e condutores no interior do armário, ser instaladas calhas plásticas.

Nenhuma ligação deve ficar acessível. Para o efeito, se o armário possuir tampas amovíveis estas devem ser seláveis.

13.2 — Pontos de medição ligados em BTE

O proprietário da instalação deve montar, tão próximo quanto possível dos transformadores de medição, quando existam, um armário destinado exclusivamente à montagem do equipamento de medição de energia eléctrica.

Os clientes finais que pretendam ligar-se à rede de distribuição, devem obter junto do operador da rede de distribuição os requisitos referentes às características do armário de contagem, que terá as dimensões e formatos referidos no anexo II e devem cumprir a classe II de isolamento e garantir um grau de protecção definido por IP 44.

Este armário de contagem é para montagem mural ou para encastramento.

Em pontos de medição de ligações em BTE, que exijam a utilização de TC, estes devem ser colocados em caixa própria e exclusiva para o alojamento destes equipamentos. Esta caixa deve localizar-se próxima da contagem, devidamente identificada e possuir meio para selagem. Será fornecida pelo proprietário da instalação.

13.3 — Pontos de medição ligados em BTN

As caixas de contagem devem, no que se refere às suas características e ensaios, obedecer às regras indicadas na EN 62208, tendo em atenção as condições de funcionamento em serviço afectas às situações normais de colocação no exterior.

As caixas de contagem devem ter invólucros adequados, em material isolante, metálico revestido (protegido por um processo de lacagem, anodização ou pintura adequada) ou em metal.

No caso de invólucros em metal (classe I de isolamento), devem respeitar o disposto nos pontos 9.2.1 ou 9.2.2, conforme o caso regulamentarmente aplicável ⁽⁵⁾.

As dimensões mínimas a considerar são as que se apresentam no desenho do anexo II.

14 — Documentação

A entidade responsável pela instalação dos equipamentos de medição, nos termos previstos na secção I do presente Capítulo, deve garantir a existência de toda a documentação necessária à comprovação da conformidade dos sistemas de telecontagem com as presentes regras, nomeadamente os esquemas eléctricos devidamente actualizados, as características dos elementos constituintes da cadeia de contagem, os boletins de ensaios dos contadores, efectuados em laboratório acreditado, assim como as listagens dos programas residentes nas memórias dos equipamentos remotos de telecontagem.

SECÇÃO IV**Selagem do equipamento de medição**

Todos os equipamentos de medição devem ser selados.

15 — Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT

Em instalações dos tipos MAT, AT e MT, todas as ligações pertencentes ao sistema de medição, desde as caixas dos transformadores de medição até aos contadores, devem ser seladas, para o que, todas as réguas de terminais, tomadas de corrente, tomadas de tensão ou qualquer outro elemento de ligação eléctrica necessário aos circuitos devem ser munidos de acessórios de selagem ou estar encerrados em caixas de protecção seláveis.

São também objecto de selagem os acessos locais à programação dos equipamentos de medição.

Podem participar na selagem os operadores da rede de distribuição e de transporte, o laboratório acreditado que efectuou os ensaios, a entidade que se responsabilizar pela programação dos equipamentos remotos, o proprietário da instalação e o seu fornecedor de energia eléctrica.

16 — Pontos de medição ligados em BTE

Em instalações de BTE, são objecto de selagem a portinhola (origem da instalação), a caixa de alojamento dos transformadores de corrente, quando exista, o contador e o acesso à sua respectiva porta óptica.

É responsável pela selagem a entidade fornecedora dos equipamentos de medição.

17 — Pontos de medição ligados em BTN

Em instalações de BTN, são objecto de selagem a caixa de coluna ou portinhola (origem da instalação), o contador, o acesso à porta óptica de contadores de tarifa múltipla e o DCP.

É responsável pela selagem a entidade fornecedora dos equipamentos de medição.

SECÇÃO V**Acesso aos equipamentos de medição****18 — Acesso local**

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

19 — Acesso remoto**19.1 — Direito de acesso**

Têm direito ao acesso remoto à URT associada a cada ponto de medição:

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 das ligações da rede de distribuição em MT e AT a redes fora do território nacional;
A todos os pontos de medição de instalações fisicamente ligados à rede de distribuição em MT e AT, de clientes finais com contrato de interruptibilidade;

A todos os pontos de medição de instalações de produção e de co-geração, ligadas fisicamente à rede de distribuição em 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;
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;

- c) Os operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT, nos pontos de medição dos seus postos de transformação MT/BT;
- d) Os clientes finais do SEN ou os seus fornecedores de energia eléctrica;
- e) Os produtores nos pontos de medição, associados aos pontos de ligação à rede.

19.2 — Comunicação remota

A comunicação remota para telecontagem, em instalações MAT, AT e MT, faz-se 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 medição, 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) da REN;
- Ligação através da Rede Telefónica Comutada (RTC) da EDP Distribuição.

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

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

Em ligações telefónicas por rede fixa, para protecção do modem local e do próprio equipamento de medição, deve ser instalada, a montante daquele modem, uma protecção 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 infra-estrutura de telecomunicações para telecontagem do equipamento de medição, constituem encargo:

- Do operador da rede de transporte, nos pontos de medição das instalações ligadas directamente à sua rede;
- Dos operadores da rede de distribuição, nos pontos de medição das instalações ligadas directamente às suas redes;
- Dos produtores nos pontos de medição ligados às redes de transporte ou de distribuição em MT e AT.

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 VI

Procedimentos de Ensaio e verificação do sistema de medição

20 — Controlo metrológico de contadores

Todos os contadores devem ser objecto de aprovação de modelo do país de origem, se europeu ou de outro país que o IPAC reconheça ao abrigo dos acordos de reconhecimento mútuo, cumprir as normas aplicáveis e ser submetidos a ensaios finais de calibração, após os quais são selados com selo de controlo metrológico do fabricante e possuem todos os certificados de ensaios emitidos por laboratório acreditado.

O ensaio à exactidão 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 electromecânicos obedecerão às normas de qualidade, características metrológicas e condições de instalação estabelecidas na Portaria n.º 18/2007, de 5 Janeiro.

21 — Auditorias a pontos de medição ligados em MAT, AT e MT

Para verificar a conformidade de um ponto de medição com os requisitos que constam do presente guia devem ser efectuadas auditorias de contagem por uma entidade certificada para o efeito.

O relatório a elaborar na sequência de uma auditoria deve seguir, numa forma genérica, o modelo do anexo IV.

São previstos três 3 tipos de auditorias, a saber:

Tipo 1: para instalações com potências requisitadas iguais ou superiores a 10 MVA: este tipo de auditorias inclui a verificação, com a instalação fora de serviço, de todo o sistema de medição desde os primários dos transformadores de medição até à UCT;

Tipo 2: para instalações de potências requisitadas iguais ou superiores a 0,630 MVA e inferiores a 10 MVA: neste caso, a verificação da conformidade a montante do contador é efectuada com a instalação em serviço a partir da análise do respectivo diagrama vectorial e o contador é ensaiado localmente através de uma fonte externa em várias condições de carga, incluindo ensaio com a UCT;

Tipo 3: para instalações de potências requisitadas inferiores a 0,630 MVA: neste caso, a verificação da conformidade a montante do contador é efectuada com a instalação em serviço a partir da análise do respectivo diagrama vectorial e o contador é ensaiado apenas nas condições de exploração.

22 — Procedimentos para a instalação de um novo ponto de medição

22.1 — Pontos de medição ligados em MAT e AT/MT de potências instaladas iguais ou superiores a 10 MVA

Para este tipo de instalações, todas as verificações que a seguir se descrevem devem ser efectuadas por entidade acreditada, com a instalação fora de serviço.

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

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

22.1.1 — Ensaio de medida dos contadores

Antes da colocação em serviço, a qualidade das medidas dos contadores deve ser 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.

A incerteza associada à medição do erro do contador deve ser igual ou inferior a 1/3 do erro especificado na norma de ensaio que lhe é aplicável.

22.1.2 — 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 correcta ligação e comprovando os requisitos constantes no presente guia.

Esta verificação deve permitir concluir sobre a sequência de fases que é aplicada ao contador e identificar as fases das tensões e das correntes nas fichas de ensaio ou terminais seccionáveis.

22.1.3 — Verificação da parametrização das relações de transformação

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

22.1.4 — 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 (contadores, voltímetros, amperímetros, wattímetros, disjuntores de protecção, etc.).

No caso de existirem circuitos de tensão secundários não afectos à contagem, devem ser medidas individualmente a carga total dos circuitos e a carga afecta ao circuito de contagem.

A queda de tensão entre os terminais do secundário do transformador de tensão e o contador, deve ser objecto de medição e verificação do cumprimento do especificado no ponto 8.1.

A carga do enrolamento secundário, dedicado à contagem de energia eléctrica, dos transformadores de corrente deve ser medida e verificado o cumprimento do especificado no ponto 8.2.

22.1.5 — Verificação e validação das parametrizações dos contadores

A verificação e validação das parametrizações devem ser efectuadas recorrendo à simulação de uma situação de exploração normal de trânsito de energia eléctrica durante alguns minutos e posterior comparação com os valores registados.

22.2 — Pontos de medição ligados em AT/MT de potências instaladas iguais ou superiores a 0,630 MVA e inferiores a 10 MVA

Para este tipo de instalações, todas as verificações que a seguir se descrevem devem ser efectuadas, por entidade acreditada, preferencialmente, com a instalação fora de serviço.

A entidade acreditada que efectuar 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.

22.2.1 — Ensaio de medida dos contadores

Antes da colocação em serviço, a qualidade das medidas dos contadores deve ser 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 deve ser realizado à frequência de 50 Hz, em regime trifásico equilibrado, sendo as respectivas 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 a instalação de medição se encontre em serviço deve ser obtido o erro do contador, em energia activa e reactiva, nas condições de exploração.

22.2.2 — 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 feita, através da análise vectorial das grandezas, nas fichas ou terminais seccionáveis de ensaio.

22.2.3 — Verificação da parametrização das relações de transformação

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

22.2.4 — 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 objecto de medição e verificação do cumprimento do especificado no ponto 8.1.

A carga do enrolamento secundário, dedicado à contagem de energia eléctrica, dos transformadores de corrente deve ser medida e verificado o cumprimento do especificado no ponto 8.2.

22.2.5 — Verificação e validação das parametrizações dos contadores

A verificação e validação das parametrizações devem ser efectuadas recorrendo à simulação de uma situação de exploração normal de trânsito de energia durante alguns minutos e posterior comparação com os valores registados.

22.3 — Pontos de medição ligados em AT e MT de potências requisitadas inferiores a 0,630 MVA

Para este tipo de instalações, todas as verificações que a seguir se descrevem devem ser efectuadas, por entidade acreditada, preferencialmente, com a instalação fora de serviço.

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

Estas acções devem ser efectuadas, preferencialmente, na presença do cliente ou seu representante a quem deverão 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.

22.3.1 — Medição do erro do contador

Deve ser obtido o erro do contador, em energia activa e reactiva, nas condições de exploração.

22.3.2 — 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 feita, através da análise vectorial das grandezas, nas fichas ou terminais seccionáveis de ensaio.

22.3.3 — Verificação da parametrização das relações de transformação

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

22.3.4 — Verificação e validação das parametrizações dos contadores

A verificação e validação das parametrizações dos contadores devem ser efectuadas recorrendo à simulação de uma situação de exploração normal de trânsito de energia eléctrica durante alguns minutos e posterior comparação com os valores registados.

22.4 — Pontos de medição ligados em BTE

Deve ser verificada a existência dos selos de controlo metrológico, nos equipamentos de medição. A verificação de conformidade do sistema de medição realiza-se com a instalação em serviço.

22.4.1 — Erro do contador

O erro do contador é o que constar no seu certificado de ensaios.

22.4.2 — Verificação da conformidade das ligações ao contador

A verificação da conformidade das ligações directas ou entre os transformadores de corrente e o contador deve ser feita, através da análise vectorial das grandezas, nas fichas ou terminais seccionáveis de ensaio.

22.4.3 — 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 efectuada a reparametrização destes sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.

22.4.4 — Verificação e validação das parametrizações dos contadores

Deve ser efectuada a verificação e validação das parametrizações do contador.

22.5 — Pontos de medição ligados em BTN

Deve ser verificada a existência dos selos de controlo metrológico, nos equipamentos de medição. A verificação de conformidade do sistema de medição realiza-se com a instalação em serviço.

22.5.1 — Erro do contador

O erro do contador é o que constar no seu certificado de ensaios.

22.5.2 — Verificação da conformidade das ligações

Deve ser verificada a conformidade das ligações ao contador e deste ao DCP.

22.5.3 — Verificação e validação das parametrizações dos contadores

Deve ser feita a verificação e validação das parametrizações, em contadores de tarifa múltipla.

23 — Procedimentos para alteração de um sistema de contagem em serviço

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

Com a excepção dos pontos de medição de instalações em BT, na sequência de uma alteração, são necessários trabalhos de verificação e ensaio, os quais devem ser efectuados por uma entidade acreditada para o efeito, sob responsabilidade da entidade proprietária dos equipamentos de medição.

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

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

24 — Procedimentos de verificação obrigatória**24.1 — Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT**

Enquanto não for publicada legislação sobre controlo metrológico para equipamentos de medição ligados a instalações MAT, AT e MT, a verificação obrigatória daqueles equipamentos deverá ser realizada com a periodicidade indicada na tabela seguinte:

Nível de tensão	Potência Requisitada (MVA)	Nº de anos Entre verificações
MAT	-	3
AT e MT	$S \geq 10$	3
	$5 \leq S < 10$	5
	$0,630 < S < 5$	5
	$S \leq 0,630^{(1)}$	10

Tabela 4

⁽¹⁾ Para contagem do lado da BT. Se a contagem for do lado da MT, aplicam-se os valores correspondentes ao escalão de potência requisitada seguinte.

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

No caso de existir duplo equipamento de medição, o ajuste dos respectivos aparelhos é obrigatório, sempre que a diferença entre as medições dos dois equipamentos, num período de facturação, seja superior a:

- a) 2% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia activa para fornecimentos em MT.
- b) 1% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia activa para fornecimentos em AT.
- c) 0,4% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia activa para fornecimentos em MAT.
- d) 6% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia reactiva.

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

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

24.2 — Pontos de medição ligados em BT

A verificação periódica para contadores ligados a instalações em BT do tipo electromecânico será efectuada a 100%, no prazo de 20 anos após a primeira verificação.

Para contadores estáticos esse prazo será de 15 anos.

25 — Procedimentos de verificação extraordinária

Os equipamentos de medição podem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, sempre que qualquer das partes suspeite ou detecte 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 respectivos 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.

25.1 — Pontos de medição ligados em MAT, AT e MT

A verificação extraordinária deve realizar-se em laboratório acreditado, nos termos da legislação em vigor sobre controlo metrológico. Qualquer das partes pode solicitar uma verificação extraordinária ao sistema de contagem, para o que deve avisar as outras partes com uma antecedência mínima de 10 dias úteis.

25.2 — Pontos de medição ligados em BT

No caso de contadores electromecânicos, 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 VII

Leitura e processamento

A medição e leitura dos equipamentos de medição, bem como o processamento dos dados medidos, tem como objectivo a determinação das grandezas relevantes para facturação, a ser efectuada pelos vários agentes de mercado.

SECÇÃO I

Grandezas relevantes a determinar

As grandezas relevantes para efeitos de facturação, são, de acordo com o RRC ⁽⁶⁾, as seguintes:

- a) Potência tomada;
- b) Potência contratada;
- c) Potência em horas de ponta;
- d) Energia activa;
- e) Energia reactiva.

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

26 — Grandezas medidas

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

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

As grandezas identificadas nas alíneas a) e b), são obtidas com periodicidade diária, 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 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 c), d) e e), são obtidas com periodicidade mensal nos seguintes pontos de medição:

Ligações das instalações de produtores à rede de distribuição em BT;
 Ligações das instalações de clientes finais em MT, que ainda não disponham de telecontagem instalada;
 Ligações das instalações de clientes finais em BTE.

A variável identificada na alínea *d)*, é obtida com periodicidade semestral nos seguintes pontos de medição:
Ligações das instalações de clientes finais em BTN.

27 — Grandezas calculadas

Quando não é possível a obtenção de todas as grandezas necessárias, por consulta aos equipamentos, torna-se essencial a sua determinação através de cálculos auxiliares. Enquadra-se ainda neste âmbito a estimativa necessária à correcção 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 activa e ou potência activa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos;
- d)* Energia reactiva e ou potência reactiva média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos;
- e)* Estimativa da energia activa acumulada por período do tarifário;
- f)* Estimativa de energia activa 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 nos seguintes pontos de medição:

Ligações das instalações de clientes finais em MT, que ainda não disponham de telecontagem;
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 31 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 nos seguintes pontos de medição:

Ligações das instalações de clientes finais em MT, que ainda não disponham de telecontagem;
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.

SECÇÃO II

Leitura dos equipamentos de medição

28 — Responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição

28.1 — Pontos de medição de instalações produtoras

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição é definida por comum acordo entre o produtor e os operadores da rede.

28.2 — 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 à qual esteja ligada a instalação em causa. A responsabilidade pela leitura nos equipamentos de medição dos clientes finais MAT é do operador da rede MT e AT.

Têm a faculdade de efectuar a leitura dos equipamentos de medição e a sua comunicação, bem como de verificar os respectivos 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 BTN pode ser efectuada por estes, ou pelo comercializador com contrato com os clientes finais. Devem ser utilizados os meios que o operador da rede disponibiliza para o efeito, nomeadamente, comunicação telefónica ou electrónica.

29 — Entidades com direito de acesso aos dados de medição

29.1 — Pontos de medição de instalações produtoras

Têm direito de acesso aos dados de medição o produtor, o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição ao qual a instalação está ligada.

29.2 — 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.

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

29.3 — Pontos de medição de instalações de clientes finais

Têm direito de acesso aos dados de medição o cliente, o operador da rede de distribuição a que a instalação está ligada, bem como o comercializador com contrato de fornecimento com o cliente. O operador da rede nacional de transporte tem direito de acesso aos dados de medição de todas as instalações de clientes finais com contrato de interruptibilidade.

30 — Leitura

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

30.1 — Recolha de Leituras

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

- O operador da rede;
- O cliente;
- O produtor.

30.1.1 — Acesso local

A leitura local caracteriza-se por ser efectuada no terreno junto dos equipamentos de medição e em contacto directo com estes. Pode ser recolhida através de equipamentos de recolha de dados, por digitação directa sobre estes pelos agentes de leitura, ou por recurso a interfaces que façam a captação dos dados, directamente dos equipamentos de medição.

30.1.2 — Acesso remoto

A leitura remota, ao contrário da local, caracteriza-se por ser efectuada à distância dos equipamentos de medição, por via de um canal de comunicação conforme previsto no ponto 19.

30.2 — Motivo da leitura

Os diferentes motivos de leitura podem ser os seguintes:

- Leitura de ciclo;
- Leitura fora de ciclo;
- Leitura extraordinária;
- Leitura inicial;
- Leitura final.

30.2.1 — Diligências para a obtenção da leitura

Para todos os clientes finais MT, BTE e BTN cuja obtenção da leitura é por acesso local, os operadores das redes de distribuição devem promover acções no sentido de garantir o cumprimento da periodicidade estabelecida.

De acordo com o referido no ponto 26, sintetiza-se na tabela seguinte, a periodicidade de leitura dos contadores dos clientes finais.

Tipo de Cliente	Periodicidades de Leitura de Ciclo
MT e BTE	MENSAL (Energia Activa, Reactiva e Potência Tomada)
BTN	SEMESTRAL (Energia Activa)

Tabela 5

Os operadores da rede de distribuição devem informar a data em que vão efectuar 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.

30.2.2 — Leitura extraordinária

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

No caso dos clientes finais em BTN, se, por facto imputável ao cliente, não for possível o acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, durante 12 meses consecutivos;

Para os restantes clientes finais, se, por facto imputável ao cliente, e após duas tentativas por parte do operador da rede não puder ser efectuada a leitura do equipamento de medição.

A marcação de visitas às instalações dos clientes finais, para efeitos de leitura extraordinária dos equipamentos de medição, deve ser efectuada por acordo entre o cliente e o seu fornecedor, que depois se articula 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 30 dias, o operador de rede pode interromper o fornecimento nos termos previstos no RRC (7).

No âmbito do processo de mudança de fornecedor, qualquer um dos fornecedores envolvidos (novo ou cessante) pode exigir a realização de uma leitura extraordinária para efeitos de definição da leitura e da data de mudança, devendo salvaguardar o seguinte:

O agendamento da leitura extraordinária é efectuada pelo novo fornecedor, sendo coordenado com o operador de rede de distribuição e utilizando para o efeito os meios colocados à disposição por este, respeitado o estabelecido no RQS para a realização de visitas às instalações dos clientes finais;

O prazo de agendamento da leitura extraordinária é de cinco dias úteis a contar da data da aceitação do pedido.

A leitura extraordinária deverá ocorrer no prazo de 20 dias úteis a contar da data de agendamento.

30.3 — Hora da leitura

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

No âmbito do processo de mudança de fornecedor, 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 leitura final do contrato antigo é definida às 24 horas do dia anterior à mudança de fornecedor;

A leitura inicial do novo contrato é definida às 0 horas do dia da mudança de fornecedor e corresponde à leitura de mudança de fornecedor.

SECÇÃO III

Regras para correcção de anomalias

31 — Procedimentos relativos à correcção de anomalias de medição e leitura

São consideradas situações de anomalias quando são detectados erros de medição, erros de leitura da energia e da potência, a impossibilidade na recolha de dados no período determinado, assim como os procedimentos fraudulentos detectados. Estas anomalias serão corrigidas em função da melhor estimativa possível durante o período em que a anomalia se manteve.

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

Os dados de correcção devem ser fornecidos a todas as partes interessadas no processo, por um 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 objecto de correcção por mútuo acordo. O processo de acordo, deve ser iniciado pelo operador da rede a que a instalação estiver ligada, descrevendo a metodologia de correcção e estabelecendo um prazo máximo para confirmação da sua aceitação.

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

31.1 — Responsabilidade pela correcção de anomalias

A entidade responsável pela leitura dos equipamentos de medição é, por inerência a responsável pela correcção das anomalias detectadas. Contudo, dependendo do tipo de ponto de medição, existem as seguintes especificidades:

Pontos de medição de instalações produtoras. — A correcção de anomalias será objecto de acordo entre o operador da rede e o produtor.

Pontos de medição de interligações. — A correcção de anomalias será objecto de acordo entre os operadores das redes.

Pontos de medição de instalações de clientes finais. — A correcção de anomalias deve ser efectuada pelos operadores de rede que são as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes finais ligadas às suas redes.

31.2 — 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 ao longo deste ponto.

31.2.1 — Medição

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

Mau funcionamento ou qualquer desregulação intrínseca ao equipamento de medição;

Defeito de funcionamento dos transformadores de medição;

Não conformidade das relações de transformação dos transformadores de medição;

Erro de ligação dos equipamentos de medição.

No caso específico de leitura 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:

Valor afectado por *overflow*, correspondente a um valor que ultrapassou o limite máximo parametrizado para aquele campo de informação;

Valor de teste, assim identificado por corresponder a um período em que existiu uma intervenção técnica no equipamento;

Valor provavelmente inválido, que é o valor acompanhado por um *status* de anomalia registado no contador;

Valor alterado manualmente no concentrador ou contador.

31.2.2 — Configuração

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

Erro de parametrização no contador;

Erro de parametrização nos sistemas de informação relacionados com a medição.

31.2.3 — Leitura por acesso local

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

31.2.4 — 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, caso se justifique, num prazo desejavalemente compatível com a data de fecho do período de facturação e não superior a 15 dias.

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

31.2.5 — Fraudes

Qualquer acção susceptível de falsear o funcionamento normal ou a leitura dos equipamentos de medição de energia eléctrica ou de controlo de potência constitui violação do contrato de fornecimento de energia eléctrica.

Entende-se que as entidades lesadas com o procedimento fraudulento têm o direito de serem ressarcidas das quantias que venham a ser devidas em razão das correcções efectuadas.

A verificação do procedimento fraudulento e o apuramento da responsabilidade civil e criminal que lhes possam estar associadas obedecem às regras constantes da legislação específica aplicável. Nos seus termos podem constituir fraude as seguintes situações:

A captação de energia eléctrica a montante do equipamento de medição;

A viciação, por qualquer meio, do funcionamento normal dos equipamentos de medição ou de controlo da potência;

Alteração dos dispositivos de segurança, nomeadamente quebra de selos e violação dos fechos ou fechaduras.

31.3 — 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 eléctrica apurado no período de facturação anterior.

A ocorrência de situações de anomalia que não correspondam aos tipos descritos no ponto anterior, determina que estas sejam submetidas a apreciação das partes e objecto de correcção por mútuo acordo.

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

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

31.4 — Correcção de anomalias tipificadas

As regras de correcção das diversas anomalias descritas no ponto 31.2, 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 factor multiplicativo a aplicar à energia e potência no período;
- b) Estimativa de energia eléctrica para o período em falta ou com erro;
- c) Estimativa de energia eléctrica num período, por anulação de uma leitura passada;

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

31.4.1 — Definição de um factor multiplicativo

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

31.4.2 — Aplicação da estimativa

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

31.4.2.1 — Leitura obtida por acesso remoto para recolha de diagramas de carga

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

Essa correcção só poderá ser efectuada nos casos em que o volume de energia eléctrica apurado através de correcção de erros não ultrapasse 10 % do total de energia eléctrica apurado no período de facturação anterior.

Para clientes finais novos, onde não existe um período de facturação completo anterior, o volume apurado através de correcção de erros de leitura não poderá ultrapassar 10 % do total de energia eléctrica apurado no período de facturação corrente.

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

- a) Erro afectando apenas um período de integração (quinze minutos):

Será considerado, no período com erro, o valor da energia eléctrica entregue no período de integração anterior;

- b) Erro afectando de 2 a 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos:

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

- c) Erro afectando de 2 a 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos:

A energia eléctrica 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 deverá ser considerado apenas esse período de integração;

- d) Erro afectando mais de 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia eléctrica entregue:

A energia eléctrica 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 afectando mais de 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue:

A energia eléctrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro deve corresponder à média dos períodos homólogos das últimas 12 semanas com informação disponível; considera-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 eléctrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro corresponderá à média dos períodos homólogos das 2 semanas seguintes com informação disponível. Se necessário, este período pode ser estendido aos 3 períodos de facturação seguintes;

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

31.4.2.2 — Leitura por acesso local

31.4.2.2.1 — Clientes finais em BTN

A estimativa dos valores de energia eléctrica para instalações sem telecontagem será, preferencialmente, efectuada com recurso ao método de estimativa atribuído ao ponto de entrega, conforme descrito na secção V.

Na eventualidade da instalação em causa não possuir histórico, poderá ser necessário a consideração dos valores medidos nos primeiros 3 meses após a correcção da anomalia.

31.4.2.2.2 — Clientes finais em MT e BTE

A determinação dos valores de energia eléctrica será, preferencialmente, efectuada tendo por base o histórico dos últimos 12 períodos de facturação mensais dos valores das grandezas a determinar. Na eventualidade da instalação em causa não possuir histórico, poderá ser necessário a consideração dos valores medidos nos primeiros 3 meses após a correcção da anomalia.

31.5 — Correcção de anomalias não tipificadas

Na ocorrência de situações de erros não tipificados, que devem ser submetidas, caso a caso, à apreciação das partes e objecto de correcção por mútuo acordo, 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 correcção e estabelecer um prazo máximo para confirmação da sua aceitação.

O prazo para completar o apuramento dos valores de correcção deve desejavalemente ser compatível com a data de fecho do período de facturação, 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 facturação, o operador da rede pode aplicar transitoriamente regras não discriminatórias e equitativas de correcção 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.

Os dados de correcção devem ser fornecidos às restantes partes por meio de ficheiro com formatos adequados.

SECÇÃO IV

Relacionamento com o cliente**32 — Teleparametrização de equipamentos remotos de telecontagem**

O tratamento tarifário das medidas de energia eléctrica 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 efectuada de acordo com a opção escolhida pelo cliente e não tem qualquer encargo para este.

Na passagem de um cliente do comercializador de último recurso para um outro fornecedor, o tratamento tarifário no equipamento de medição mantém-se inalterado.

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

Sempre que a tecnologia instalada o permita, a alteração da parametrização do tratamento tarifário efectuar-se-á 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 interfuncionar, obtendo o seu acordo prévio para a efectivação dos trabalhos.

33 — Processo de reclamação

Os operadores das redes de transporte e distribuição devem responder às reclamações que lhe são dirigidas sobre o funcionamento dos equipamentos de medição, nos prazos e nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

A apresentação de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição ou outros erros potenciais deve ser acompanhada da descrição de factos que coloquem em evidência a possibilidade de anomalia em algum elemento constituinte do sistema de medição. Estes dados servem para análise do operador da rede e avaliação da necessidade de deslocação ao local.

Se, após a intervenção do pessoal técnico dos operadores das redes, persistirem dúvidas sobre o funcionamento do equipamento de medição, o cliente ou o operador da rede pode exigir a realização de uma verificação extraordinária.

Caso esta verificação extraordinária confirme que o equipamento de medição se encontra a funcionar fora das margens de erro admitidas regulamentarmente, os erros de medição são corrigidos pelo operador de rede de acordo com as regras estabelecidas.

Quando solicite uma verificação extraordinária, o cliente deve ser informado, previamente à sua realização, dos encargos em que incorre no caso desta confirmar que o equipamento de medição se encontra a funcionar dentro das margens de erro admitidas regulamentarmente.

Os operadores das redes de transporte e distribuição podem, se necessário, no prazo máximo de 15 dias úteis após a data de recepção da reclamação, efectuar uma visita à instalação de utilização do cliente para proceder à verificação do funcionamento do equipamento de medição. Nesta oportunidade será preenchido entre os elementos representantes das partes, um auto de inspecção (ver anexo V) que descreverá a situação detectada, de acordo com o prescrito no Decreto Lei n.º 328/90, de 22 de Outubro.

SECÇÃO V

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

Procurar que a estimativa de consumos corresponda aos consumos efectivamente 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 facturação.

O cliente deverá ter conhecimento do método utilizado pelo operador da rede na determinação do consumo estimado, bem como dos outros métodos de cálculo ao seu dispor, sendo-lhe permitido exercer o seu direito de opção, de acordo com o RRC⁽⁸⁾.

Estes métodos de cálculo aplicam-se ao Processo de Mudança de Fornecedor, face à necessidade de prever mecanismos de estimação da leitura, quando não seja possível obter uma leitura real para o efeito (ciclo, fora de ciclo ou extraordinária).

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 contagem com registo de consumos em períodos quarto-horários, de acordo com o definido no ponto 36.

Não existirá consumo estimado em clientes finais BTE. A ausência de leitura num determinado período implicará que a factura correspondente a esse período só possa integrar o termo tarifário fixo e o encargo de potência contratada.

34 — 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 2 métodos de estimativa, possíveis de serem atribuídos a qualquer Ponto de Entrega, de acordo com opção tomada pelo cliente. Na falta de indicação do cliente será atribuído o método de estimativa A — "Perfil", que tem por base a definição do Consumo Médio Diário.

34.1 — Cálculo do consumo médio diário

Neste ponto descrevem-se as diferentes formas de determinação do consumo médio diário (C_{MD}).

Para os pontos de entrega com histórico de leituras não inferior a seis meses, consideram-se todas as leituras reais anteriores. A determinação do consumo entre leituras (CEL) é desejavelmente efectuada entre duas leituras, da empresa ou do cliente, intervaladas de pelo menos 12 meses (ou na vizinhança destes valores).

No caso dos pontos de entrega com histórico de leitura inferior a 6 meses ou 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 34.1.2.

34.1.1 — Com histórico de leituras

34.1.1.1 — 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:

CEL = Consumo entre leituras;

Nd = Número de dias entre leituras.

34.1.1.2 — 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 horário 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 horário p ;

CEL_p = Consumo entre leituras no período horário p ;

Nd = Número de dias entre leituras.

34.1.1.3 — Leitura a considerar na determinação do Consumo Médio Diário

Contrato com histórico de leituras de, pelo menos, 12 meses. — 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.

Contrato com histórico de leituras inferior a 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.

34.1.2 — Sem histórico de leituras

Para os Pontos de Entrega sem histórico de leituras (novos contratos ou algumas alterações contratuais) ou com histórico de leitura inferior a 6 meses, define-se um Consumo Médio Anual por escalão de potência contratada ($CMApc$), dependente do consumo verificado e da potência contratada, sendo calculado para cada ano, por aplicação da seguinte expressão:

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

em que:

$CMApc_j$ = consumo médio anual dos clientes finais do SEN, enquadráveis no escalão de potência contratada j ;

W_{BTN_j} = energia activa consumida no ano $t - 1$ pelos clientes finais do SEN, enquadráveis no escalão de potência contratada j ;

NC_{BTN_j} = média aritmética simples do número de clientes finais do SEN, enquadráveis no escalão de potência contratada j , no início e no final do ano $t - 1$.

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.

O valor 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.

34.1.2.1 — 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:

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

34.1.2.2 — 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 horário p , é determinado com base no valor calculado em 34.1.2.1 e nas seguintes regras de distribuição de consumos por período horário:

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_{mdPt}), Cheias (C_{mdCh}) e de Vazio (C_{mdVz}) é determinado por aplicação das seguintes expressões:

$$\begin{aligned} C_{mdPt} &= C_{md} \times 0,17 \\ C_{mdCh} &= C_{md} \times 0,43 \\ C_{mdVz} &= C_{md} \times 0,40 \end{aligned}$$

34.2 — Método de estimativa A — «Perfil»

A determinação do consumo estimado descrita neste ponto, baseia-se no consumo médio diário (v. ponto 34.1) obtido para um ponto de entrega e no perfil inicial que lhe foi atribuído.

34.2.1 — 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, 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.

34.2.2 — 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 horário p , é determinado para o período para o qual se pretende estimar o consumo, 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 horário p ;
 i_i = período de 15 minutos correspondente ao início do período horário p em que se pretende estimar o consumo;
 i_f = período de 15 minutos correspondente ao fim do período horário p em que se pretende estimar o consumo;
 PI_{ip} = valor do perfil inicial aplicável no intervalo de 15 minutos i , do período horário p ;
 Nda = número de dias do ano.

34.3 — 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 de uma das partes, nelas se considerando o operador da rede e o cliente ou o seu representante.

35 — Estimativa da leitura de mudança de fornecedor

No âmbito do processo de mudança de fornecedor, a data da activação corresponde à data para a qual se determina uma leitura, podendo esta, no caso de clientes finais em BT, 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, quer para clientes finais BTE, quer para clientes finais BTN.

35.1 — Leituras para clientes finais BTE

A mudança de fornecedor de um cliente em BTE é activada na data da leitura de ciclo, desde que esta ocorra num prazo máximo de 30 dias a contar da data da aceitação do pedido. Caso não seja efectuada a leitura de ciclo na data teórica, no dia que a antecede ou no dia seguinte, pode ser feita uma estimativa de leitura, correspondendo a data da activação ao dia para o qual ela é feita.

35.1.1 — Cálculo da potência tomada

A potência tomada é o maior valor da potência activa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

35.1.2 — Cálculo da energia activa

A estimativa de leitura (EL_p) de um dado ponto de entrega, numa determinada data, é calculada com base na última leitura real e no consumo estimado ($C_{Estimado_p}$) de energia activa num determinado período de tempo, para um dado período horário p , sendo determinada da seguinte forma:

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

em que:

LA_p = última leitura real no período horário p ;
 $C_{Estimado_p}$ = consumo estimado para um período de tempo, entre a data da última leitura real e o dia da mudança de fornecedor.

O consumo estimado ($C_{Estimado\ p}$) de um cliente BTE, num determinado período de tempo compreendido entre a data da última leitura real e uma determinada data, é obtido recorrendo ao cálculo do consumo médio diário (C_{md}) e ao número de dias decorridos nesse período.

O cálculo do consumo médio diário é calculado de acordo com as regras a seguir apresentadas.

35.1.2.1 — Consumo médio diário (C_{md})

O consumo médio diário é determinado tendo em consideração o histórico de leituras na instalação do cliente.

Quando não é possível determinar o consumo médio diário por impossibilidade de identificar duas leituras reais de acordo com o descrito nas duas regras a seguir indicadas, a estimativa de consumo da energia activa deve ser considerada igual a zero.

35.1.2.1.1 — Clientes finais com histórico de leituras

Nas instalações com um histórico de leituras superior a 12 meses, o consumo estimado é calculado da seguinte forma:

$$C_{Estimado\ p} = C_{md\ p} + Nde$$

em que:

$C_{md\ p}$ = consumo médio diário no período horário p ;
 Nde = número de dias do período a estimar.

O cálculo do consumo médio diário ($C_{md\ p}$) para o período horário p , é determinado no período compreendido entre duas leituras reais, considerando as opções tarifárias multi-horárias e sendo calculado da seguinte forma:

$$C_{md\ p} = \frac{CEL_p}{Nd}$$

em que:

$C_{md\ p}$ = consumo médio diário no período horário p ;
 CEL_p = consumo entre leituras (L2 — L1) no período horário p ;
 Nd = número de dias entre leituras reais.

A determinação das leituras reais (L1 e L2) é efectuada 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 três meses constituídos pelo mês homólogo e os meses adjacentes;

O intervalo mínimo a considerar entre as duas leituras é de 20 dias.

De seguida é apresentado um esquema exemplificativo da selecção das leituras reais que definem o período de cálculo, tomando como mês de referência Fevereiro de 2004.



Fig. 3

35.1.2.1.2 — Clientes finais sem histórico de leituras

Para instalações de clientes finais com um histórico de leituras inferior a 12 meses, o Consumo Estimado é calculado da seguinte forma:

$$C_{Estimado\ p} = C_{md\ p} + Nde$$

em que:

$C_{md\ p}$ = consumo médio diário no período horário p ;
 Nde = número de dias do período a estimar.

O cálculo do consumo médio diário ($C_{md\ p}$) para o período horário p , é determinado no período compreendido entre duas leituras reais, considerando as opções tarifárias multi-horárias e sendo calculado da seguinte forma:

$$C_{md\ p} = \frac{CEL_p}{Nd}$$

em que:

$C_{md\ p}$ = consumo médio diário no período horário p ;
 CEL_p = consumo entre leituras (L2 — L1) no período horário p ;
 Nd = número de dias entre leituras reais.

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

De seguida apresentam-se duas situações exemplificativas da forma de aplicação.

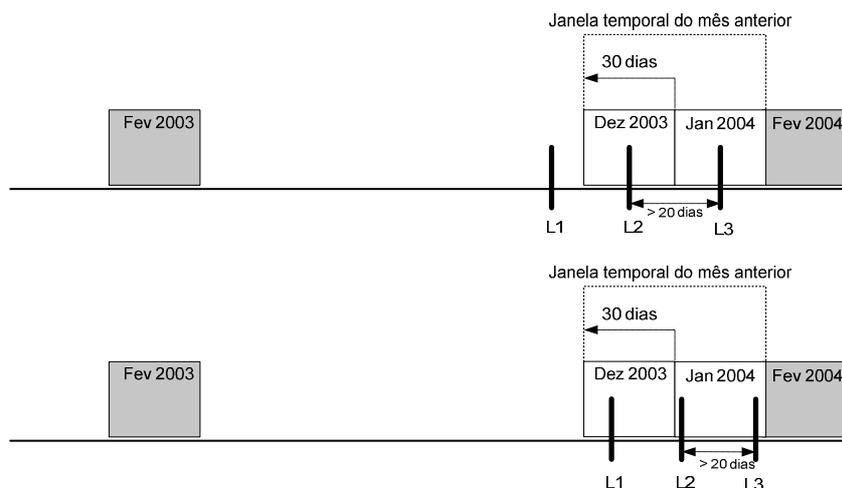


Fig. 4

35.2 — Leitura para clientes finais em 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, estando estes descritos no ponto 34.

35.2.1 — 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.

35.2.2 — 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 horário p é determinada da seguinte forma:

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

em que:

LA = última leitura real no período horário p .

$C_{Estimado}$ = consumo estimado para o período horário p entre a data da LA_p e a data para a qual se pretende estimar a leitura.

36 — Metodologia de aplicação de perfis de consumo

Os perfis de consumo serão aplicados a todos os clientes finais que não dispõem de equipamento de contagem com registo de consumos em períodos de quinze minutos.

A estimação dos consumos discriminados por períodos de quinze minutos é feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de contagem 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 a minimização dos desacertos eventualmente criados por flutuações de carga devidas a factores imprevisíveis tais como temperatura e luminosidade, etc.

36.1 — 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:

Um perfil a aplicar a clientes finais MT que não disponham de telecontagem.

Um perfil a aplicar a clientes finais BTE.

Um perfil a aplicar a consumos de Iluminação Pública.

Três perfis a aplicar a clientes finais BTN.

36.1.1 — Selecção do perfil inicial a aplicar em clientes finais em BTN

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

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

Perfil classe A para clientes com potência contratada superior a 13,8 kVA;

Perfil classe B para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual superior a 7140 kWh;

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:

Em Janeiro de cada ano, nos termos do parágrafo anterior.

Sempre que se verifique uma alteração da potência contratada que corresponda a uma mudança de perfil de consumo.

Por acordo entre o operador da rede de distribuição e o consumidor ou o seu comercializador.

36.2 — Cálculo do perfil final

Os perfis finais são calculados mensalmente através da seguinte expressão:

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

sendo:

$P_{m,d,h}^f$ — 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 quinze minutos h ;

$D_{m,d,h}$ — valor do diagrama de carga do sistema no período de quinze minutos h do dia d do mês m ;

$DR_{m,d,h}$ — valor do diagrama de carga de referência no período de quinze 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 quinze minutos para o respectivo ano é diferente de 1000), o que não obsta à sua aplicação para obtenção dos consumos discriminados por períodos horários de quinze minutos, tal como indicado no ponto seguinte.

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

36.3 — Utilização do perfil final

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

O cálculo dos consumos discriminados por períodos horários de quinze minutos é efectuado através da aplicação do perfil final à energia eléctrica correspondente a um dado intervalo de tempo, considerando os consumos agregados por períodos tarifários.

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

$$MCH_{m,d,h,p}^c = \frac{P_{m,d,h}^f \times MC_{j,t,J,T,p}^c}{\sum_{m=j} \sum_{d=t \text{ se } m=j} \sum_{h \in p} P_{m,d,h}^f}$$

sendo:

$MC_{j,t,J,T,p}^c$ — valor do consumo do cliente c , entre o dia t do mês j e o dia T do mês J , correspondente ao período tarifário p ;

$MCH_{m,d,h,p}^c$ — valor de consumo do cliente c , calculado para o período de quinze minutos h do dia d do mês m , correspondente ao período tarifário p ;

D_m — número de dias do mês m .

SECÇÃO VI

Regras especiais

37 — Leitura em instalações com duplo equipamento de medição

Para efeitos de determinação das grandezas eléctricas 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 eléctricas, as indicações dadas pelo outro equipamento de medição.

Na eventualidade de existir uma anomalia simultânea nos dois equipamentos de medição, os procedimentos a executar encontram-se descritos no ponto 31.

38 — 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 a sua reparatização, são estabelecidas de acordo com o referido nos pontos seguintes.

Nas instalações de clientes finais em BTN com potência contratada até 41,4 kVA e medição sem discriminação horária, para a determinação da medida separada da energia eléctrica fornecida nas horas de vazio, considerar-se-á:

40% do total de energia activa como energia eléctrica de vazio, considerando um fornecimento uniforme no período.

Nas instalações de clientes finais em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA e medição separada de energia eléctrica em períodos de horas de vazio e horas de fora de vazio, para a determinação da medida separada da energia eléctrica em horas de ponta e cheia, considerar-se-á um fornecimento uniforme no período de horas fora de vazio, de acordo com o seguinte:

Quatro horas de ponta;
Dez horas cheias.

As instalações de clientes finais em que exista medição separada de energia eléctrica em períodos de horas de vazio, cheias e ponta, para a determinação da medida separada da energia eléctrica em horas de supervazio, considerar-se-á um fornecimento uniforme no período de horas de vazio, de acordo com o seguinte:

Seis horas de vazio normal;
Quatro horas de supervazio.

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 efectuada, a determinação do número de horas de ponta a considerar deverá 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 do dia de leitura, tendo em conta o ciclo tarifário, semanal ou diário do cliente;

Constituem excepção, ao disposto no parágrafo anterior, a activação de novos contratos de fornecimento de energia eléctrica 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 os equipamentos de medição de clientes finais em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA não permitirem a discriminação do consumo em horas de ponta, cheias e vazio, os operadores de rede de distribuição em BT, devem, no prazo máximo de 60 dias a contar da data de mudança de fornecedor do cliente, proceder à instalação do novo equipamento de medição.

39 — Instalações de clientes finais com medição a tensão diferente da tensão de fornecimento

Sempre que a medição da potência e das energias activa e reactiva em pontos de medição de instalações de clientes não seja efectuada 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.

A forma de referir as potências e as energias à tensão de fornecimento terá como base o disposto neste ponto.

39.1 — Perdas no ferro

As perdas no ferro dos transformadores de potência 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 objecto de alterações.

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

Em MT, não sendo feita a 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 seguinte, correspondente ao nível de tensão primária e à potência nominal do transformador de potência em causa.

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

Tabela 6

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 de o transformador ter uma potência nominal diferente dos valores considerados na tabela 6, a potência de perdas no ferro do transformador é calculada por extrapolação do valor da potência de perdas no ferro do transformador com potência nominal de valor imediatamente inferior ao valor da potência nominal em causa.

As perdas no ferro dos transformadores são consideradas como correspondendo a 720 horas por mês, por analogia com o definido no ciclo diário e distribuídas pelos períodos horários da seguinte forma:

120 horas de ponta;
300 horas cheias;
180 horas de vazio normal;
120 horas de supervazio.

39.2 — 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.

A partir do diagrama de carga são determinados, diariamente, com base na potência máxima tomada nos períodos de vazio e de fora de vazio, dois factores de carga a que corresponderão dois coeficientes de perdas no cobre (um para os períodos de vazio — P_{cuv} — e outro para os períodos fora de vazio — P_{cufv} —).

Os coeficientes de perdas no cobre obtêm-se consultando a tabela 7.

		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	
	500	0,09	0,34	0,77	1,36	
	630	0,07	0,28	0,64	1,14	

Tabela 7 — Perdas (percentagem) em função do factor de carga (P_{cu})

No caso de o transformador ter uma potência nominal diferente dos valores considerados na tabela 7, o valor de perdas é calculado por extrapolação do valor das perdas do transformador com potência nominal de valor imediatamente inferior ao valor da potência nominal em causa.

39.3 — Método de cálculo das grandezas eléctricas

As regras de cálculo aqui definidas aplicam-se à potência activa, à energia activa e à energia reactiva.

39.3.1 — Potência activa (P_a)

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

$$P_a = (P'_a + P_{pf}) \times (1 + P_{cu}),$$

onde P_{cu} é o valor da percentagem de perdas no cobre dos enrolamentos determinado de acordo com o ponto 39.2.

39.3.2 — Energia activa (E_a)

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

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

onde P_{cu} é o valor da percentagem de perdas no cobre dos enrolamentos determinado de acordo com o ponto 39.2.

O valor da energia eléctrica correspondente às perdas no ferro em cada período de integração é calculado como sendo o produto da potência de perdas no ferro dos transformadores, pela duração do período de integração.

39.3.3 — Energia reactiva (E_r)

Para referir a energia reactiva consumida, designada por indutiva (E_{ri}), ao primário do transformador, ao valor medido de energia reactiva (E'_r) será adicionado o valor de 10% da energia activa (E_a) transitada no mesmo período horário:

$$E_{ri} = (E'_r + 10\%E_a), \text{ aplica-se em horas fora de vazio (ponta e cheia).}$$

Para referir a energia reactiva fornecida à rede, designada por capacitiva (E_{rc}), ao valor medido de energia reactiva (E'_r) será descontado o valor de 10% da energia activa (E_a) transitada no mesmo período horário:

$E_{rc} = (E'_r - 10\%E_a)$, aplica-se em horas de vazio (normal e super vazio). Caso o resultado deste cálculo resulte num valor negativo, convencionam-se que será adicionado à energia reactiva indutiva o valor absoluto resultante desse cálculo.

39.4 — Perdas no cobre dos enrolamentos (Instalações sem telecontagem)

Na caso de instalações sem telecontagem, ou em que os diagramas de cargas não estão disponíveis, as perdas no cobre dos enrolamentos são convencionadas como sendo igual a 1%, sendo o cálculo das grandezas eléctricas referidas no ponto 39.3, efectuado para o período de facturação.

CAPÍTULO VIII**Disponibilização de dados**

Este capítulo abrange a disponibilização de dados relacionados com:

Consumo de clientes finais;
Emissões de produtores de energia eléctrica.

SECÇÃO I**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.

São responsáveis pela disponibilização/fornecimento de dados, às restantes entidades do SEN, as entidades identificadas nos pontos seguintes.

40 — Operador da rede nacional de transporte

Em contagens de produtores com telecontagem e nos pontos fronteira entre as redes de transporte e de distribuição e entre redes de transporte internacionais, a responsabilidade pela disponibilização da respectiva informação é do operador da rede de transporte, que tem igualmente a obrigação de disponibilizar aos fornecedores dados de consumos, no âmbito de gestão técnica do sistema.

41 — Operador da rede nacional de distribuição

O operador da rede de distribuição em MT e AT é responsável pela disponibilização de dados de consumo dos clientes finais ligados à sua rede, assim como dos ligados à rede de transporte, em MAT.

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

O operador da rede de distribuição em MT e AT é ainda responsável pela disponibilização de dados dos pontos de fronteira entre as redes de distribuição em MT e distribuição em BT.

42 — Operador da rede 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.

SECÇÃO II**Acesso aos dados****43 — Confidencialidade dos dados a disponibilizar**

A disponibilização de dados de um determinado ponto de medição só poderá ser efectuada ao proprietário da instalação, a agentes seus representantes e às entidades concessionárias das redes de transporte e de distribuição.

44 — Entidades com direito a receber os dados

Têm direito a receber dados com conteúdo e periodicidade nos termos definidos no presente guia, as seguintes entidades:

Operador da rede de transporte;
Operador da rede de distribuição;
Produtor;
Cliente;
Fornecedor.

SECÇÃO III**Metodologia de disponibilização de dados de consumo**

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

Operador da rede de transporte;
Fornecedores;
Operador da rede de distribuição em MT e AT;
Operador da rede de distribuição em BT.

45 — Disponibilização de dados de telecontagem

Os dados recolhidos pelos sistemas de telecontagem serão disponibilizados pelo operador da rede de distribuição, tendo as seguintes características principais:

- 1) Energia activa fornecida discriminada por período de integração;
- 2) Energia reactiva com a máxima discriminação possível por quadrantes;
- 3) Integração de eventuais correcções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados nos valores a disponibilizar, conforme estabelecido no ponto 31;
- 4) Os períodos de integração a considerar serão de quinze minutos com início nos minutos 0, 15, 30 e 45 de cada hora;
- 5) Periodicidade da disponibilização de acordo com o estabelecido no ponto 51 e na legislação em vigor;
- 6) A disponibilização de dados de contagens deverá ser efectuada de forma individual. No entanto, poderão ser consideradas agregações de valores de pontos de contagem de acordo com o exposto no ponto 51;
- 7) A disponibilização de dados de consumos aos comercializadores deverá ser efectuada através de ficheiros electrónicos com os valores de contagem.

46 — Disponibilização de valores de consumo acumulados

A disponibilização de valores de consumo acumulados consiste na disponibilização da seguinte informação:

Valores recolhidos do equipamento de contagem nos pontos de medição de clientes finais em BTE e BTN que não disponham de equipamento com registo horário;

Valores resultantes do processamento de dados medidos de acordo com a secção V do capítulo VII.

Essa informação deverá conter as seguintes características principais, conforme seja aplicável:

- 1) Energia activa fornecida por período horário;
- 2) Energia reactiva fornecida e recebida por período horário (apenas para clientes em BTE);
- 3) Valor da potência máxima (apenas para clientes em BTE).

47 — Disponibilização de valores de consumo estimado

Consiste na disponibilização da informação dos valores de consumo estimado dos pontos de medição de clientes finais, resultantes do processamento de dados medidos de acordo com a secção V do capítulo VII.

Os operadores das redes de distribuição deverão disponibilizar os dados referentes aos valores de consumo estimado, aos respectivos fornecedores com a periodicidade indicada no ponto 51.

Os dados são considerados provisórios durante o Período de Objecção, conforme definido no ponto 49.

48 — Dados de consumo discriminado agregado

Neste ponto aborda-se a disponibilização de dados de consumo de energia activa discriminados por períodos de quinze minutos e agregados por carteira de fornecedor e nível de tensão.

A discriminação de consumos consiste na determinação do valor do consumo em cada período de quinze minutos. No caso de não se disporem dos diagramas de carga dos consumos, esta discriminação será efectuada com base na aplicação dos perfis de consumo de acordo com o ponto 36.

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

A agregação de consumos, para cada período de quinze 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 fornecedor. Esta agregação terá em conta as alterações diárias da composição das carteiras de clientes finais dos fornecedores.

Os operadores das redes de distribuição deverão disponibilizar os dados de consumo discriminado agregado dos clientes finais aos respectivos fornecedores e ao operador da rede de transporte (Acerto de Contas), com a periodicidade indicada no ponto 51.

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.

48.1 — Consumo discriminado agregado estimado**48.1.1 — Clientes finais com telecontagem**

O apuramento dos valores a disponibilizar é feito através do somatório, por períodos de quinze minutos, dos consumos de todos os pontos de entrega de cada nível de tensão, associados à carteira de clientes finais de um fornecedor. Estes valores dos consumos são obtidos da recolha directa dos equipamentos de telecontagem e podem conter valores provisórios resultantes das regras de correcção de erros de medição, leitura e de comunicação.

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização destes valores estão indicadas no ponto 51.

48.1.2 — Clientes finais sem telecontagem (Clientes finais em BTE)

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

- 1) Discriminação dos consumos estimados, em períodos de 15 minutos, por aplicação do perfil de consumo;
- 2) Agregação dos consumos discriminados estimados calculados no ponto anterior.

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

$$CDAE_{m,d,h,p}^j = \sum_1^n CH_{m,d,h,p}^c$$

em que:

$CDAE_{m,d,h,p}^j$ — consumo discriminado agregado estimado do conjunto dos clientes finais da carteira j de cada fornecedor;

$CH_{m,d,h,p}^c$ — valor de consumo quarto horário do cliente c , calculado para o quarto de hora h do dia d do mês m , correspondente ao período horário p e calcula-se através da expressão seguinte:

em que:

$C_{Estimado_{m,p}}^c$ — consumo estimado do cliente c , para o mês m , correspondente ao período horário p de acordo com o ponto 35.1.2;

$P_{m,d,h}^0$ — valor do perfil inicial, para o mês m , dia d e período de quinze minutos h .

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do consumo discriminado agregado estimado são definidas no ponto 51.

48.1.3 — Clientes finais sem telecontagem (clientes finais em BTN)

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

- 1) Agregação, por perfil de consumo aplicável, do consumo estimado dos clientes finais de cada carteira de fornecedor;
- 2) Discriminação dos consumos estimados, em períodos de quinze minutos, por aplicação de perfis de consumo;
- 3) Agregação dos consumos discriminados estimados calculados no ponto anterior.

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

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

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

em que:

$CDAE_i$ = consumo discriminado agregado estimado da carteira de clientes finais de cada fornecedor;
 $CDEP_i^j$ = consumo discriminado estimado por perfil do conjunto dos clientes finais enquadráveis no perfil de consumo j , da carteira de clientes finais de cada fornecedor;
 $PI_{i,j}$ = valor do perfil de consumo inicial j no período de quinze minutos i ;
 NC_j = número de clientes finais da carteira do fornecedor enquadráveis no perfil de consumo j ;
 CMA_j = consumo médio anual dos clientes finais do SEN 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 por aplicação da seguinte expressão:

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

em que:

W_{BTN_j} = energia activa consumida no ano $t-1$ pelos clientes finais do SEN, enquadráveis no perfil de consumo j ;
 NC_{BTN_j} = média aritmética simples do número de clientes finais do SEN, enquadráveis no perfil de consumo j , no início e no final do ano $t-1$.

Na determinação de W_{BTN_j} e de NC_{BTN_j} ter-se-á unicamente em conta os clientes finais que permaneceram no perfil de consumo j durante 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 51.

48.2 — Consumo discriminado agregado definitivo

48.2.1 — Clientes finais com telecontagem

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

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Definitivo são definidas no ponto 51.1.

48.2.2 — Clientes finais sem telecontagem (BTE e BTN)

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo é o consumo do conjunto de clientes finais com contratos de fornecimento estabelecidos com cada fornecedor, apurado a partir dos valores das grandezas objecto de medição e dos valores de consumos estimados considerados definitivos nos termos do ponto 49, discriminado em períodos de quinze minutos com base nos perfis finais e agregado por carteira de fornecedor, nível de tensão e perfil de carga aplicável.

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

- 1) Determinação dos consumos de cada cliente por período horário 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 49;
- 2) Discriminação dos consumos determinados no ponto anterior, em períodos de 15 minutos, por aplicação do Perfil Final atribuído ao cliente;
- 3) Agregação dos consumos de 15 minutos dos clientes finais de cada carteira de fornecedor, por Perfil de Consumo aplicável, no período de consumo a discriminar;
- 4) Agregação dos diagramas calculados no ponto anterior por carteira de fornecedor.

O consumo discriminado agregado definitivo da carteira de clientes finais de cada fornecedor é calculado mensalmente, para cada período de quinze 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 fornecedor, no período de 15 minutos i ;
 $CDDP_i^j$ = consumo discriminado definitivo por perfil do conjunto de clientes finais do fornecedor enquadráveis no perfil de consumo j , no período de quinze minutos i ;
 CDD_i^c = consumo discriminado definitivo do cliente c , no período de quinze minutos i ;
 np = número de perfis de consumo em BT (BTE e BTN).

e:

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

com:

$PJ_{i,j}$ = valor do perfil de consumo final j no período de quinze minutos i ;

$PF_{k,j}$ = valor do perfil de consumo final j , no período de quinze minutos k , no período horário p ;

p = período horário ao qual pertence o período de quinze minutos i , segundo o ciclo de contagem aplicável ao cliente c ;

W_{p,L_n}^c = consumo do cliente c , no período horário p , no período correspondente ao intervalo de leitura L_n ;

L_n = intervalo entre duas leituras consecutivas e definitivas, nos termos do ponto 49, 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 51.2.

49 — Objecção aos dados de consumo

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

Designa-se por período de objecção 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 Fornecedor este prazo é de 15 dias úteis.

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

O agendamento da actuação no local de consumo deverá efectuar-se no prazo de cinco dias úteis após a recepção da objecção.

A impossibilidade de agendamento da actuação no local de consumo ou da sua efectivação, nos prazos previstos, considerando um máximo de duas deslocações ao local, por facto imputável ao cliente ou ao seu fornecedor, consoante o caso, é motivo de recusa da objecção.

Se da objecção 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 objecção, 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.

50 — Formato e suporte da informação a disponibilizar

50.1 — Formato e suporte da informação a disponibilizar ao operador da rede nacional de transporte

Os operadores das redes de distribuição deverão disponibilizar os dados de consumo discriminado agregado dos clientes finais ao operador da rede de transporte (acerto de contas) com a periodicidade definida no ponto 51, sendo o formato e suporte da informação definidos por acordo entre as partes.

50.2 — Disponibilização de dados de consumo a clientes finais

A disponibilização de dados aos clientes finais deverá ser efectuada preferencialmente por consulta via *web* de um sítio internet dedicado pelo operador de rede de distribuição.

50.3 — Formato e suporte da informação a disponibilizar a fornecedores

Os processos de disponibilização de dados de consumo aos fornecedores serão suportados por um conjunto de mensagens trocadas entre os vários agentes envolvidos, conforme estabelecido no anexo VI.

51 — Entidades destinatárias, conteúdos e periodicidade dos fluxos de informação

51.1 — Clientes finais com telecontagem

Na tabela seguinte 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 respectivo conteúdo.

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão (1)				
				MAT	AT	MT	BTE	BTN
Diagrama de carga por PE	Fornecedores	Diagrama de carga de 1 dia de consumo, por Ponto de Entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo	X	X	X	-	-
Diagrama de carga mensal por PE	Fornecedores	Diagrama de carga de 1 mês de consumo, por Ponto de Entrega	Mensal	X	X	X	-	-
Consumo discriminado agregado Estimado	Operador da rede nacional de transporte	Diagrama de cargas da carteira de cada fornecedor de 1 dia de consumo, discriminado em períodos de 15 minutos, agregado por carteira e nível de tensão	Diária, no dia seguinte ao do consumo	X	X	X	-	-

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão (1)				
				MAT	AT	MT	BTE	BTN
Consumo discriminado agregado Definitivo	Operador da rede nacional de transporte	Diagrama de cargas da carteira de cada fornecedor de 1 mês de consumo, discriminado em períodos de 15 minutos, agregado por carteira e nível de tensão	Após obtenção dos dados definitivos de todos os clientes finais da carteira	X	X	X	-	-

Tabela 8

(1) — não aplicável; X aplicável.

51.2 — Clientes finais sem telecontagem

Na tabela seguinte são indicadas as informações a disponibilizar pelos operadores das redes de distribuição em BT e as entidades destinatárias de cada tipo de dados de consumo de clientes finais, bem como a periodicidade de disponibilização e respectivo conteúdo.

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão (1)				
				MAT	AT	MT	BTE	BTN
Leitura de Ciclo Leitura Fora de Ciclo Leitura de Cliente Leitura Inicial Leitura Final	Operador da rede nacional de transporte	Valores de Leitura dos Pontos de Entrega	Após validação da leitura (2)	-	-	-	X	X
	Fornecedores (3)	Valores de Leitura dos Pontos de Entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento da leitura validada	-	-	-	X	X
		Valores de Leitura Definitivos dos Pontos de Entrega da sua carteira	5 dias após a resolução da última objecção e tendo este resultado numa alteração da leitura	-	-	-	X	X
Consumo estimado	Fornecedores (3)	Valores de Consumo Estimado de 1 mês dos Pontos de Entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento	-	-	-	X	X
		Valores de Consumo Definitivo de 1 mês dos Pontos de Entrega da sua carteira	5 dias após a resolução da última objecção e tendo este resultado numa alteração	-	-	-	X	X
Consumo Discriminado Agregado Estimado	Fornecedores	Diagrama de cargas da carteira de cada fornecedor de 1 dia de consumo discriminado em períodos de 15 minutos, agregado por perfil e nível de tensão	Dia seguinte ao dia de consumo	-	-	-	X	X
	Operador da rede nacional de transporte			-	-	-	X	X
	Operador da rede nacional de distribuição			-	-	-	X	X
Consumo Discriminado Agregado Definitivo	Fornecedores	Diagrama de cargas definitivos da carteira de cada fornecedor de 1 mês de consumo discriminado em períodos de 15 minutos, agregado por perfil e nível de tensão	Após terminado o período de objecção	-	-	-	X	X
	Operador da rede nacional de transporte			-	-	-	X	X
	Operador da rede nacional de distribuição			-	-	-	X	X

Tabela 9

(1) — não aplicável; X aplicável.

(2) O envio destas leituras ao operador da rede de transporte apenas deve ser efectuado mediante solicitação explícita desta entidade, com identificação dos pontos de leitura pretendidos.

(3) No processo de mudança de fornecedor, têm acesso à leitura o novo fornecedor e o fornecedor cessante.

SECÇÃO IV

Atribuição aos comercializadores da energia eléctrica entregue na RESP

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

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

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

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

52 — Cálculo da energia activa entregue à RESP

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

53 — Ajustamento para perdas da energia eléctrica atribuída a cada comercializador

A energia activa efectivamente 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:

$$CRP_h = CDA_h \times \left(1 + \frac{fpr_h}{100}\right)$$

sendo:

CRP_h — consumo referido à produção no período de quinze minutos h ;

CDA_h — consumo discriminado agregado no período de quinze minutos h ;

fpr_h — factor de ajustamento para perdas no período de quinze minutos h , e calculado por:

Clientes finais BT:

$$fpr_h = \left(\left(1 + \frac{fpBT_h}{100}\right) \times \left(1 + \frac{fpMT_h}{100}\right) \times \left(1 + \frac{fpAT_h}{100}\right) \times \left(1 + \frac{fpMAT_h}{100}\right) \right) - 1$$

sendo $fpBT_h$, $fpMT_h$, $fpAT_h$ e $fpMAT_h$ factores de ajustamento para perdas em BT, em MT, e em AT e em MAT, respectivamente;

Clientes finais MT:

$$fpr_h = \left(\left(1 + \frac{fpMT_h}{100}\right) \times \left(1 + \frac{fpAT_h}{100}\right) \times \left(1 + \frac{fpMAT_h}{100}\right) \right) - 1$$

sendo $fpMT_h$ e $fpAT_h$ e $fpMAT_h$ factores de ajustamento para perdas em MT, e em AT e em MAT, respectivamente;

Clientes finais AT:

$$fpr_h = \left(\left(1 + \frac{fpAT_h}{100}\right) \times \left(1 + \frac{fpMAT_h}{100}\right) \right) - 1$$

sendo $fpAT_h$ e $fpMAT_h$ factores de ajustamento para perdas em AT e em MAT, respectivamente.

Clientes finais MAT:

$$fpr_h = \left(1 + \frac{fpMAT_h}{100}\right) - 1$$

sendo $fpMAT_h$ factor de ajustamento para perdas em MAT.

O valor da energia eléctrica, calculado de acordo com as fórmulas apresentadas, é determinado para cada período de 15 minutos sendo arredondado ao quilowatt/hora.

Os factores 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.

54 — Acerto da energia eléctrica atribuída a cada comercializador

Para quantificar a energia eléctrica de consumo a atribuir a cada comercializador é necessário efectuar a distribuição dos desacertos, referidos nesta secção, pelos diversos comercializadores de modo que toda a energia eléctrica entrada na rede seja devidamente repartida de forma proporcional à energia eléctrica afectada a cada comercializador. Para tal, introduz-se um factor de adequação, por períodos de 15 minutos, a aplicar ao consumo não telecontactado com discriminação quarto horária, já ajustado para perdas:

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

em que:

$CPAA_{m,d,h}$ — consumo agregado perfilado, ajustado para perdas, e acertado para o mês m , dia d e período de quinze minutos h ;

$CPA_{m,d,h}$ — consumo agregado perfilado ajustado para perdas para o mês m , dia d e período de quinze minutos h ;

$FA_{m,d,h}$ — factor de adequação para o mês m , dia d e período de quinze minutos h .

com:

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

onde:

$CPS_{m,d,h}$ — consumo perfilado do sistema para o mês m , dia d e período de quinze minutos h , obtido pela seguinte fórmula:

$$CPS_{m,d,h} = GS_{m,d,h} - CTA_{m,d,h}$$

onde:

$GS_{m,d,h}$ — valor de energia eléctrica de geração do sistema para o mês m , dia d e período de quinze minutos h ;

$CTA_{m,d,h}$ — consumo agregado telecontado para o mês m , dia d e período de quinze minutos h , obtido pela seguinte formula:

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

onde:

$CTA_{a,m,d,h}$ — consumo agregado telecontado ajustado para perdas do agente a , para o mês m , dia d e período de quinze minutos h ;

$CPA_{m,d,h}$ — consumo agregado perfilado ajustado para perdas para o mês m , dia d e período de quinze minutos h , com:

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

Entende-se por:

«Valor de energia eléctrica de geração do sistema (GS)» a soma de toda produção participante no mercado de energia eléctrica e do saldo importador das interligações e das ligações transfronteiriças;

«Consumo perfilado do sistema (CPS)» a diferença entre o valor de energia eléctrica de geração do sistema (GS) e todo o consumo telecontado ajustado para perdas (CTA).

«Consumo perfilado agregado ajustado para perdas (CPA)» o somatório de todos os consumos perfilados ajustados para perdas.

O consumo em Mercado do comercializador de último recurso é obtido a partir do somatório dos consumos ajustados para perdas dos clientes finais do comercializador de último recurso, subtraídos de toda a produção em regime especial.

Na figura 5 apresenta-se a esquematização da metodologia acima descrita.

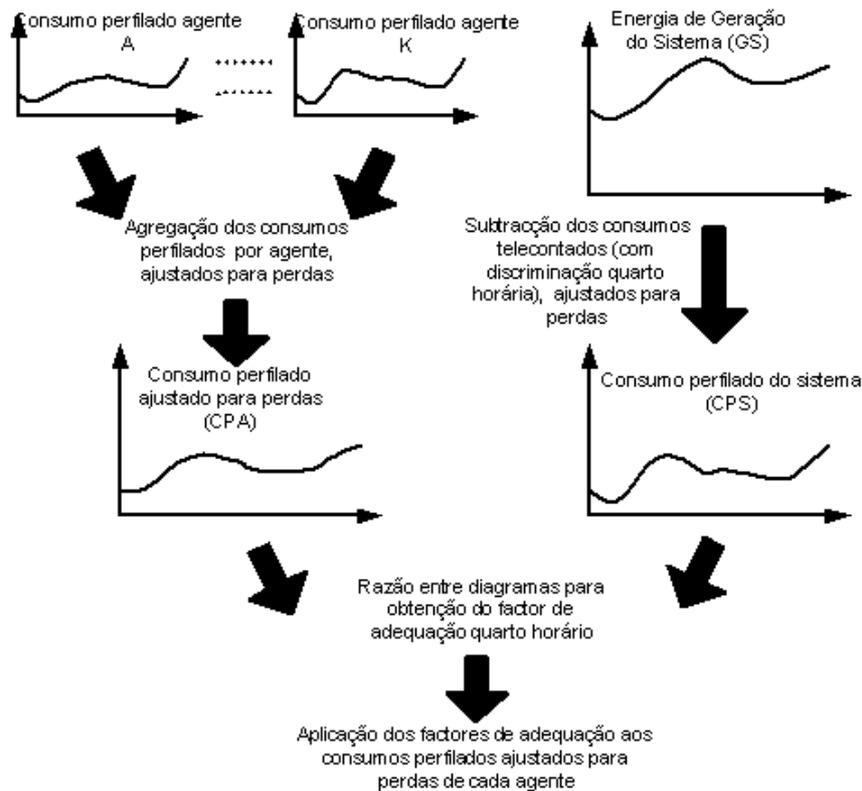


Fig. 5 — Metodologia de adequação das curvas de geração e de consumo do mercado

Os valores de energia eléctrica de geração do sistema (GS) serão publicados mensalmente pelo operador da RNT no seu sítio da Internet.

SECÇÃO V

Metodologia de disponibilização de dados em instalações de produção

Nos termos do artigo 120.º do Regulamento de Relações Comerciais, as regras aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia eléctrica, são estabelecidas por acordo entre o operador da rede e o produtor.

Na falta deste acordo sobre o formato e suporte da informação de contagem a disponibilizar aos produtores, aplicam-se as regras definidas no anexo VII.

CAPÍTULO X

Auditorias Externas ao Funcionamento dos Sistemas de Telecontagem e de disponibilização de dados**55 — Objectivo 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 electricidade.

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 contagem e de recolha, registo, armazenamento e disponibilização de dados.

Neste âmbito, o operador da rede está obrigado a garantir a realização de auditorias externas que suportem a revisão dos procedimentos de controlo e a qualidade dos seus sistemas, bem como o envio dos respectivos relatórios à ERSE.

56 — 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 actividades relativas aos Sistemas de Informação possam ser desempenhadas por prestadores de serviços externos.

O operador da rede procurará garantir as condições razoáveis e objectivas para a realização das auditorias, facilitando o acesso aos equipamentos e instalações para inspecção, bem como, a cópias dos dados e informação existente, sem que daí possa resultar qualquer impacto negativo no serviço de disponibilização dos dados.

A auditoria deverá suportar-se em material disponibilizado pelo operador da rede, nomeadamente em relação à documentação de suporte dos controlos gerais dos sistemas, infra-estruturas e tecnologias de informação e dos controlos aplicativos 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 detecção e correcção de anomalias.

Os relatórios de auditorias anteriores realizadas no mesmo âmbito, quando existentes, deverão ser utilizados para avaliação relativamente à implementação de medidas atempadas e apropriadas, que tenham resultados das respectivas conclusões.

57 — Execução da auditoria

O operador da rede deverá recorrer a um auditor externo independente, com reconhecida experiência na realização de auditorias em matéria de sistemas de informação e de processamento de dados.

No prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente guia, o operador da rede deverá enviar à ERSE, para aprovação, os critérios de selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias.

58 — Periodicidade da auditoria

As auditorias independentes, de carácter regular, deverão ser realizadas com uma periodicidade mínima de dois anos, a partir de 2007.

O operador da rede, na matéria que lhe compete individualmente, poderá promover a respectiva realização com periodicidade inferior.

59 — Relatório da auditoria

O relatório da auditoria deverá conter a descrição dos objectivos e âmbito do trabalho realizado e nele devem constar 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.

Os resultados das auditorias devem ser enviado à ERSE, até 31 de Março do ano seguinte àquele a que dizem respeito.

ANEXOS

ANEXO I

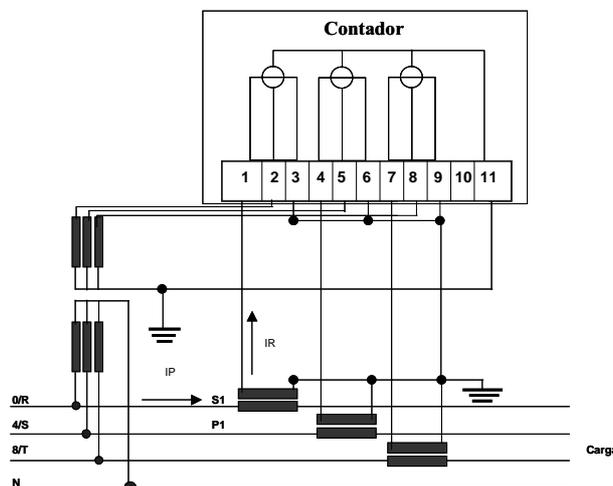
Esquemas de ligações

Fig. 1 — Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e de tensões

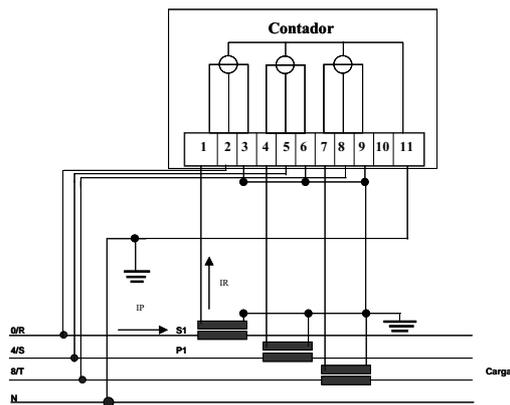


Fig. 2 — Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e directas de tensões

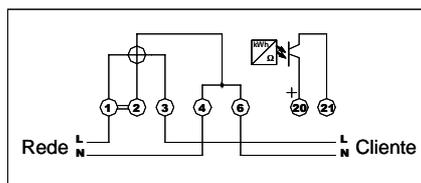


Fig. 3 — Esquema de ligações de um contador monofásico

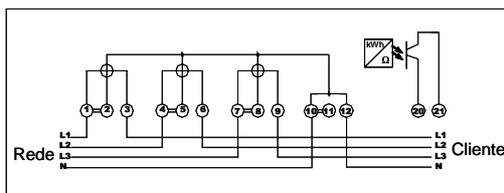
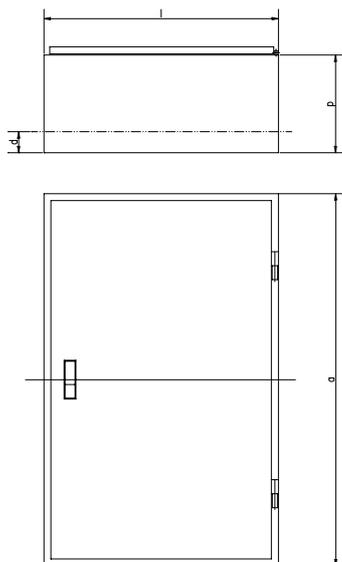


Fig. 4 — Esquema de ligações de um contador trifásico

ANEXO II

Dimensões e formatos dos armários de contagem a instalar em clientes finais que pretendam ligar-se à rede de distribuição

1 — Ligações no segmento MT e BTE

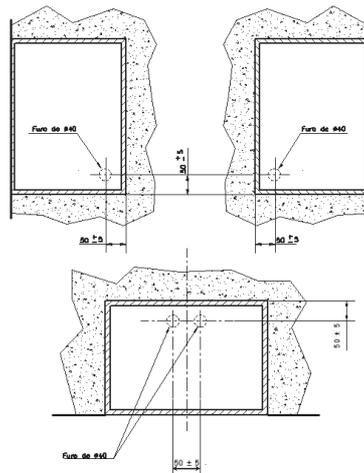


Tipo	Dimensões [mm]			
	a	l	p	d
A	600	400	210	45
B	750	500	210	45

Nota. — As dimensões indicadas devem ser entendidas como mínimas e interiores

Fig. 5 — Armário de contagem — Atravancamentos

2 — Ligações no segmento BTN



Dimensões interiores mínimas da caixa de contagem

Designação	Dimensões (mm)		
	Altura	Largura	Profundidade
Caixa de contagem BTN	400	230	180

Fig. 6 — Caixa de contagem — Atravancamentos — Localização das zonas circulares de pré-abertura

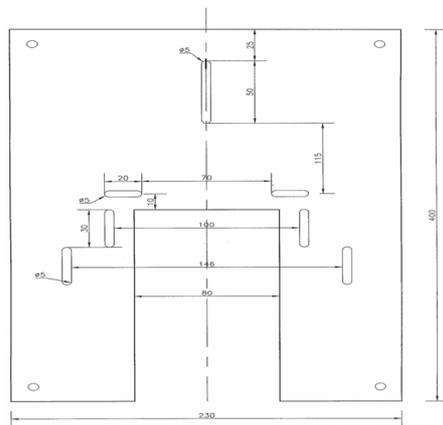
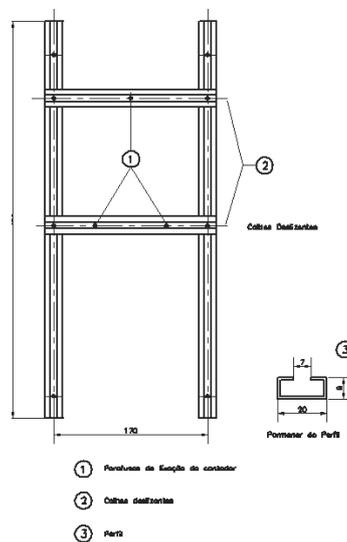


Fig. 7 — Placa de montagem



- ① Planchas de Espaço da contagem
- ② Calhas deslizes
- ③ Perfil

Fig. 8 — Calhas de fixação

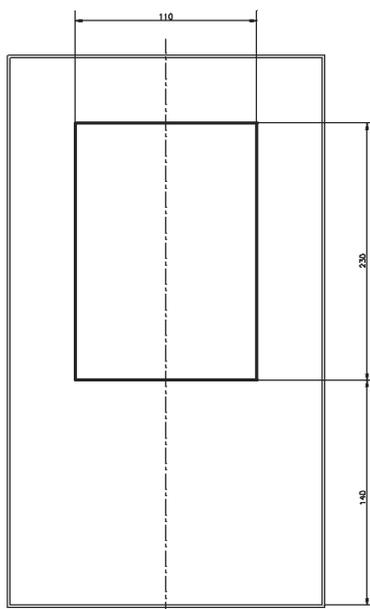


Fig. 9 — Localização do visor da tampa ou da porta da caixa de contagem

ANEXO III

Especificação técnica do cabo eléctrico a utilizar para as ligações entre os transformadores de medição e os armários de telecontagem em instalações MAT e em instalações com potência aparente superior a 10 MVA

1 — Constituição e características

1.1 — Alma condutora

A alma condutora deve ser cableada e de cobre nu, recozido.

As suas características devem satisfazer em todos os pontos as especificações da Publicação 228 da CEI, classe 2.

A secção recta das almas condutoras deverá ser:

Circular, para cabos monocondutores e para cabos multicondutores de secções inferiores a 25 mm²;

Circular ou sectorial, para cabos multicondutores de secções iguais ou superiores a 25 mm².

A resistência a 20.ºC de cada alma condutora não deve ultrapassar o valor máximo especificado no quadro I, anexo a esta especificação. O número de fios das almas condutoras deve ser pelo menos igual ao número mínimo especificado no quadro I. Todos os fios de uma mesma alma condutora devem ter o mesmo diâmetro nominal.

O cabo a utilizar deverá ser do tipo 4 × 6 mm², ou secção superior.

1.2 — Isolamento

O isolamento dos condutores deve ser extrudido, realizado em policloreto de vinilo (designado abreviadamente por PVC/A na Publicação 502 da CEI) e deverá poder destacar-se com facilidade da alma condutora.

As características do isolamento em PVC dos condutores devem ser conformes aos valores indicados no quadro I para a espessura nominal do isolamento.

Os métodos de ensaio utilizados para a verificação das características são os prescritos pela Publicação 540 da CEI.

A espessura dum eventual separador ou duma camada semicondutora disposta sobre a alma do condutor ou sobre o seu isolamento não se considera compreendida na espessura total do isolamento.

1.3 — Bainha do revestimento interno

Sobre o conjunto cableado dos condutores isolados dos cabos multicondutores é aplicada uma bainha de enchimento e regularização de PVC. O revestimento interno deverá ser extrudido.

As características da bainha de revestimento interno devem ser conformes aos valores indicados no quadro II para a espessura nominal da bainha.

Os métodos de ensaio utilizados para a verificação daquelas características são os prescritos pela publicação 540 da CEI.

1.4 — Blindagem

Sobre a bainha de revestimento interno será aplicada uma blindagem em cobre nú.

Esta blindagem será constituída por um tubo contínuo ondulado, ou por uma trança ou ainda por uma ou várias fitas aplicadas helicoidalmente.

No caso de se utilizar uma trança em cobre, deverá ser garantido um factor de cobertura não inferior a 0,60.

No caso da blindagem ser constituída por fita(s) de cobre, deverá verificar-se uma sobreposição dos dois bordos da(s) fita(s) não inferior a 5 mm.

Em todos os casos, a resistência eléctrica em corrente contínua da blindagem deverá ser inferior a 4 mΩ/m a 20.ºC.

1.5 — Bainha exterior de protecção

O cabo será coberto por uma bainha em PVC de cor preta.

As características da bainha exterior de protecção devem ser conformes aos valores indicados no quadro II para a espessura nominal da bainha.

Os métodos de ensaio utilizados são os prescritos pela Publicação 540 da CEI.

Para a determinação das espessuras nominais dos revestimentos de protecção utiliza-se o método de cálculo do diâmetro fictício, tal como descrito na Publicação 502 da CEI.

2 — Características do cabo acabado

Mediante solicitação dos promotores, o operador da rede de transporte fornecerá uma especificação detalhada que incluirá as seguintes rubricas:

- 2.1 — Ensaio de tensão;
- 2.2 — Resistência do isolamento;
- 2.3 — Ensaio de enrolamento;
- 2.4 — Medida da impedância de transferência;
- 2.5 — Ensaio de resistência à propagação da chama;
- 2.6 — Identificação;
- 2.7 — Marcação;
- 2.8 — Designação;

Características complementares para isolamento e bainha do revestimento interno;

Quadro — Prescrições para os ensaios eléctricos de tipo;

Quadro — Prescrições para as características mecânicas dos materiais isolantes (antes e após envelhecimento);

Quadro — Prescrições para as características particulares das misturas à base de PVC para isolamento e bainhas dos condutores.

3 — Documentos de referência

Publicações da CEI:

CEI 228 (1978) — Conductors of insulated cables;

CEI 332-1 (1979) — Tests on electric cables under fire conditions;

CEI 502 (1983) — Extruded solid dielectric insulated power cables for rated voltages from 1 kV up to 30kV;

CEI 540 (1982) — Test methods for insulations and sheaths of electric cables and cords (elastomeric and thermoplastic compounds).

Normas portuguesas:

NP-917 (1972) — Características gerais e ensaios dos condutores e cabos, isolados;

Mod. 1 a NP-917 (1984);

NP-665 (1972) — Canalizações eléctricas. Símbolos e designações simbólicas dos condutores e cabos, isolados;

Mod. 1 a NP-665 (1984).

QUADRO I

Almas cableadas para cabos monocondutores e multicondutores

Secção Nominal	Número mínimo de fios de alma		Resistência máxima da alma Ω/Km	Espessura nominal do isolamento mm
	Alma circular	Alma sectorial		
mm ²				
6	7	-	3,08	1,0
10	7	-	1,83	1,0
16	7	-	1,15	1,0
25	7	6	0,727	1,2
35	7	6	0,524	1,2

QUADRO II

Espessuras nominais das bainhas de revestimento

Diâmetro fictício D_f	Espessura da bainha interior	Diâmetro fictício D	Espessura da bainha exterior
mm	mm	mm	mm
$D_f \leq 25$	1,0	$D \leq 25$	1,8
$25 < D_f \leq 35$	1,2	$25 < D \leq 30$	2,0
$35 < D_f \leq 45$	1,4	$30 < D \leq 35$	2,2
$45 < D_f \leq 60$	1,6	$35 < D \leq 41$	2,4
$60 < D_f \leq 80$	1,8	$41 < D \leq 47$	2,6
$80 < D_f$	2,0	$47 < D \leq 53$	2,8
		$53 < D \leq 59$	3,0
		$59 < D \leq 64$	3,2
		$64 < D \leq 70$	3,4

D_f — Diâmetro fictício sobre o conjunto cableado de condutores.

D — Diâmetro fictício sob a bainha exterior.

ANEXO IV

Relatório de ensaio de um sistema remoto de telecontagem

- Verificação inicial da entrada em serviço de um sistema novo
- Verificação inicial da entrada em serviço de um sistema remodelado
- Verificação periódica de um sistema remoto de telecontagem
- Verificação extraordinária de um sistema remoto de telecontagem

Entidade responsável pelo equipamento de telecontagem: ...

Entidade que realizou o ensaio: ...

Data do ensaio: ...

1 — Identificação do ponto de contagem

INSTALAÇÃO	CÓDIGO DE INSTALAÇÃO (CIL)	PONTO DE CONTAGEM	MORADA	POTÊNCIA REQUISITADA (MVA)

2 — Identificação dos equipamentos — características

2.1 — TT

MARCA	MODELO	Nº SÉRIE	ANO	FASE	Nº SECUND.	R. TRANSF. (kV / kV)	POT. EXACTIDÃO (VA)	CLASSE EXACTIDÃO

2.2 — TC

MARCA	MODELO	FS	Nº SÉRIE	ANO	FASE	Nº SECUND.	R. TRANSF. (A / A)	POT. EXACTIDÃO (VA)	CLASSE EXACTIDÃO

2.3 — Contador e concentrador separados

2.3.1 — Contador

MARCA	MODELO	Nº SÉRIE	ANO	DATA CALIB.	TENS. AUX. (V)	RELAÇÃO TT (kV/kV)	RELAÇÃO TC (A/A)	CLASSE ACTIVA
CONST. (Imp/kWh)	CONST. (Imp/kvarh)	Un (V)	In (A)	S-S	S-C	FICHA U	FICHA I	CLASSE REACTIVA
N. COMUN	ENDEREÇO (A+)	ENDEREÇO (A-)	ENDEREÇO (Ri+)	ENDEREÇO (Rc-)	ENDEREÇO (Ri-)	ENDEREÇO (Rc+)	ENDEREÇO (R+)	ENDEREÇO (R-)

2.3.2 — Concentrador

MARCA	MODELO	N. SÉRIE	ANO	N. CONTADORES	TENS. AUX. (V)	TIPO DE COMUNICAÇÃO	N. TELEFONE
MODEM INTERNO	MODEM EXTERNO	TRATAMENTO TARIFÁRIO	N. CARTAS IMPULSOS	N. CARTAS SÉRIE	N. MÓDULOS ENTRADA	ENTRADAS SÉRIE USADAS	MÓDULOS USADOS
		S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/>					

2.4 — Contador com concentrador integrado

MARCA	MODELO	Nº SÉRIE	ANO	DATA CALIB.	TENS. AUX. (V)	RELAÇÃO TT (kV/kV)	RELAÇÃO TC (A/A)	NÚMERO TELEFONE	
CONST. (Imp/kWh)	CONST. (Imp/kvarh)	Un (V)	In (A)	3II (S/II)	3IT+ 3II	3IT+ 2II	2IT+ 3II	2IT+ 2II	
				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
TIPO DE MODEM	REGIME TARIFÁRIO	CLASSE ACTIVA	CLASSE REACTIVA	FICHAS DE ENSAIO	SINAIS DISPONIBILIZADOS				
					PI <input type="checkbox"/>	Ponta <input type="checkbox"/>	Cheia <input type="checkbox"/>	Vazio <input type="checkbox"/>	S.Vazio <input type="checkbox"/>

2.5 — Cabos

CIRCUITO	TIPO	SECÇÃO (mm²)	BLINDAGEM		LIGAÇÃO À TERRA	
			S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>
			S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>
			S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>
			S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>
			S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>
			S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>

2.6 — Disjuntores

FASE	MARCA	MODELO	CORRENTE (A)	SINALIZAÇÃO DE DISPARO	
				S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>
				S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>
				S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>

2.7 — Protecções de linha telefónica

PROTECÇÃO DE SOBRETENSÃO		PROTECÇÃO DE SOBREINTENSIDADE	
MARCA	TIPO	MARCA	TIPO

3 — Medição das cargas (apenas em auditorias do tipo 1)

3.1 — TT

FASE	SECUNDÁRIO	TENSÃO DE ENSAIO (V)	CORRENTE (mA)	ARGUMENTO (°)	POTÊNCIA APARENTE (VA)	POTÊNCIA DE EXACTIDÃO (VA)

3.2 — TC

FASE	CORRENTE DE ENSAIO (A)	TENSÃO (V)	ARGUMENTO (°)	POTÊNCIA APARENTE (VA)	POTÊNCIA DE EXACTIDÃO (VA)

4 — Ensaio a partir dos primários (apenas em auditorias do tipo 1)

DEFASAGENS (°) (Atraso de U relativamente a I)	I0/IR	I4/IS	I8/IT
U0/UR			
U4/US			
U8/UT			

5 — Quedas de tensão nos TT (apenas em auditorias do tipo 1)

FASE	TENSÃO NOMINAL (V)	TENSÃO DE ENSAIO (V)	VALOR MEDIDO (mV)	ΔV (%)

6 — Ensaio ao contador

Os pontos seguintes aplicam-se em auditorias dos tipos 1 e 2. Em auditorias do tipo 3 o contador apenas é ensaiado à exactidão e em condições de exploração.

6.1 — Exactidão

Classe de exactidão	ENERGIA ACTIVA (ERROS EM %)				ENERGIA REACTIVA (ERROS EM %)			
	I/In (%)	cosφ	A+	A-	I/In (%)	Senφ	R+	R-
0,2S-0,5S-1	100	1			100	1		
		0,5i				0,5i		
		0,8c				0,5c		
0,2S-0,5S-1	10	1			10	1		
		0,5i				0,5i		
		0,8c				0,5c		
0,2S-0,5S	5	1			5	1		
1	2	1						
0,2S-0,5S		0,5i						
		0,8c						

6.2 — Arranque e marcha em vazio

ENERGIA ACTIVA		
Arranque	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>
Vazio	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>

ENERGIA REACTIVA		
Arranque	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>
Vazio	S <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>

6.3 — Registo de energia e telecontagem

REGISTO	PADRÃO	VAL. INICIAL	VAL. FINAL	DIF.	ERRO (%)	CONC.	ERRO (%)	UCT	ERRO (%)

6.4 — Registo de ponta

CÓDIGO REGISTO	HORA FINAL	HORA INICIAL	PCONTADOR (kW)	ERRO (%)	UCT (kW)

PONTA MÁX. ANTERIOR: (kW)	DATA: aa:mm:dd	HORA: hh:mm
---------------------------	----------------	-------------

6.5 — Registo totalizador e telecontagem

CÓDIGO REGISTO	HORA FINAL	HORA INICIAL	CONTADOR (kWh)	ERRO (%)	UCT (kWh)

7 — Controlo dos registos

HORA INICIAL DOS ENSAIOS: hh:mm	DATA: aa:mm:dd	HORA FINAL DOS ENSAIOS: hh:mm
---------------------------------	----------------	-------------------------------

7.1 — Recolha Local por software apropriado

- Diagrama de Cargas
- Dados acumulados (Energias)
- Dados acumulados (Potências)

7.2 — Registos de energia

	A + (MWh)	A - (MWh)	R + (Mvarh)		R - (Mvarh)	
			Ri+	Rc+	Ri-	Rc-
VALORES INICIAIS						
VALORES FINAIS						

11 — Equipamento de ensaio

DESIGNAÇÃO	N. SÉRIE	DATA CALIBRAÇÃO	RASTREABILIDADE

ANEXO V

Auto de inspecção

AUTO DE INSPECÇÃO

N.º _____ / _____

1. Aos _____ de _____ de 20____, pelas _____, _____ horas, procedeu-se à vistoria da instalação eléctrica titulada pelo Cliente _____, com a referência de Empresa (CIL) [_____] , sita em _____
 O utilizador da instalação era o Sr(a) _____, conforme informação que me foi prestada pelo próprio pelo Sr(a) _____ morador(a) em: _____ com o telefone: _____ e N.º de Contribuinte _____

2. POTÊNCIA CONTRATADA ACTUAL [_____] (kVA/kW) POTÊNCIA INSTALADA [_____] (kVA/kW)
 NATUREZA DO CONSUMO: Obras Agrícolas Eventuais Comerciais Industriais Domésticos _____
 CARACTERÍSTICAS DA EQUIPA DE CONTAGEM
 Contador Activa n.º [_____] Totaliz: [_____] Leituras [_____] Contador Reactiva n.º [_____] Vazio [_____] Leituras [_____] Vazio [_____] Força do vazio [_____] Tarifa: Simples Duplo Tripla Ponta [_____] Ponta: Simples Duplo Pat. Med. [_____] Cheias [_____] CONTROLO DE POTÊNCIA Instalado Não Instalado Regulação

3. A inspecção à instalação eléctrica não foi realizada porque o Cliente/Utilizador não a permitiu. Por esse motivo procedeu-se à interrupção do fornecimento de energia em conformidade com o Regulamento de Relações Comerciais.
 A inspecção à instalação eléctrica foi realizada e apresentava os seguintes indícios no (a):
 Contador Disjuntor (DCP) Caixa Coluna/partinhola Ligação directa à rede Outros
 Descrição: _____

 Provas recolhidas anexas, integrantes do presente auto _____

4. A inspecção foi realizada na presença de:
 Cliente/Utilizador Representante do Cliente/Utilizador com o nome _____ e morador em _____, tendo-lhe sido entregue cópia deste auto e da autoridade policial representada por _____, com o posto, n.º e corporação _____
 Testemunhas presentes no acto da inspecção
 Trabalhador _____ Número [_____] Assinatura _____
 1. Name (*) _____ Morada _____ Assinatura _____
 2. Name (*) _____ Morada _____ Assinatura _____
 O Agente da Autoridade _____ Assinatura _____

DECLARAÇÃO (*) Se Trabalhador, colocar o respectivo número
 Declaro que me foi entregue o duplicado deste Auto:
 O Cliente/Utilizador ou representante _____
 N.º B.I. _____ Data ____/____/____ Arquivo _____
 NOTA: O Cliente pode requerer a vistoria à Direcção Geral de Energia de acordo com o estipulado no n.º 2 do art. 5.º do Dec.-Lei n.º 328/90

ANEXO VI

Formato e suporte da informação de dados de consumo a disponibilizar a fornecedores

Os dados de consumo referentes a instalações de clientes serão disponibilizados aos fornecedores nos termos estabelecidos no presente anexo.

1 — Clientes finais com telecontagem

A disponibilização de dados de clientes finais é identificada através de um número que é designado por pedido de envio. Pode existir mais do que um pedido de envio para a mesma entidade.
 Os agentes têm à sua disposição um conjunto de parâmetros que permite ajustar o conteúdo dos ficheiros de dados disponibilizados.

Os agentes poderão definir os seguintes parâmetros:

Valores: energia ou potência;

Unidade: kilo ou mega;

Interpolação: estimativa para todos os valores em falta (Sim/Não);

Perdas: opção por uma das seguintes alternativas:

0 — Leituras SEM perdas;

1 — Leituras COM perdas;

2 — Leituras SEM perdas + coluna perdas;

3 — Leituras COM perdas + coluna perdas;

Critério de agregação:

Ponto de entrega: será gerado um ficheiro por cada ponto de entrega associado ao agente que solicitou a disponibilização de dados;

Fornecedor: será gerado um ficheiro por cada fornecedor com os consumos agregados de todos os seus pontos de entrega (no caso de solicitações efectuadas por agentes fornecedores apenas será gerado um ficheiro);

1.1 — Nome do ficheiro

A estrutura do nome dos ficheiros permite a completa caracterização do mesmo, de acordo com os diversos critérios de agregação. É a seguinte essa estrutura:

nnnnnnGrupo_aaaammdd_NTransm.sgl:

nnnnnn: é o número do pedido de disponibilização de dados, podendo ter de 1 a 6 dígitos;

Grupo: corresponde aos grupos definidos após a agregação dos dados, pelo que depende do critério escolhido;

Consolidado por fornecedor: Fgggg:

'F': fixo

gggg: identificador do agente;

Individual: PExxxxxxxxxxxxxxxxxxxx:

'PE': fixo;

xxxxxxxxxxxxxxxxxxxx: código do ponto de entrega;

aaaammdd — ano, mês e dia de geração do ficheiro;

NTransm: corresponde ao n.º da transmissão (campo 4 do registo de cabeçalho).

Nota. — A inclusão deste valor no nome do ficheiro tem como principais objectivos:

Evitar sobreposição de ficheiros caso sejam gerados dois ficheiros no mesmo dia;

Permitir que os agentes controlem eventuais problemas na disponibilização e transferência de ficheiros pois poderão comparar o número da transmissão com o último número de transmissão recebido.

1.2 — Conteúdo dos ficheiros

Os ficheiros são constituídos por diferentes tipos de registo, que aparecem por ordem sequencial, de acordo com o seguinte:

Cabeçalho («00»): obrigatório. Possui informação de controlo da transmissão;

Crítérios de disponibilização de dados («01»): obrigatório;

Serviços acumulados («10»): apenas apresentado quando existe pelo menos um serviço deste tipo;

Tipo de detalhe («04»): identificação dos registos de detalhe (tipo «20») que serão disponibilizados;

Registo de detalhe («20»): será apresentada uma linha por cada período de consumo disponibilizado;

Registo de totais («99»): obrigatório.

Cada ficheiro deverá ter um registo de cabeçalho («00»), um registo de critérios de disponibilização de dados («01») e um registo de totais («99»).

Para além destes registos, terá de ter sempre pelo menos um registo de serviços acumulados («10») ou um registo de detalhe («20»). Sempre que existam serviços de detalhe («20»), existirá um registo do tipo «04» com a identificação dos serviços.

1.2.1 — Registo de cabeçalho («00»)

O registo de cabeçalho é constituído por oito campos cuja identificação é representada pelo ID.

Na tabela seguinte faz-se a respectiva descrição e caracterização do registo de cabeçalho:

ID	Descrição	Tipo	Comprimento	Caracterização
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "00"
2	Entidade de Origem	Texto	8	Identificação da Entidade que enviou os dados. Valor fixo "EDIS"
3	Entidade de Destino	Texto	8	Identificação do agente/role destinatário (agente_id + '/' + role_id)
4	ID da Transmissão	Numérico	10	Sequenciador
5	ID da Transmissão Anterior	Numérico	10	Sequenciador
6	Nº de Pontos de Entrega no ficheiro	Numérico	8	Nº total de pontos de entrega agregados no ficheiro
7	Data início da selecção	Texto	8	Data início das leituras consideradas
8	Data fim da selecção	Texto	8	Data fim das leituras consideradas

1.2.2 — Registo de critérios disponibilização («01»)

Este registo sucede ao anterior, tem a mesma quantidade de campos, e caracteriza a qualidade dos dados do ficheiro, mais a informação referida na seguinte tabela:

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Caracterização
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "01"
2	Status dos dados	Texto	1	'P'rovisório ou 'D'efinitivos
3	Interpolação	Texto	1	'S' ou 'N'
4	Critério de Agregação	Numérico	2	Cragreg_id
5	Valor	Texto	10	'Energia' ou 'Potencia'
6	Unidade	Texto	1	'K'ilo ou 'M'ega
7	Intervalo	Texto	4	'15M' ou '1H'
8	Perdas	Numérico	1	Código da opção de perdas

Nota. — O ficheiro está no estado Provisório («P») sempre que:

Exista pelo menos um período em falta estimado (com o *status* «1») ou em falta não estimado (com o *status* «2»);
Pelo menos um dos pontos de entrega considerado tenha ultrapassado o limite de 10% de interpolações.

1.2.3 — Registo de serviços acumulados («10»)

Este tipo de registo só aparece no caso de estarem a ser disponibilizados valores acumulados. A sua descrição e caracterização apresentam-se na tabela seguinte:

ID.	Descrição	Tipo	Compr	Caracterização
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "10"
2	Serviço	Texto	8	Código do serviço do tipo acumulado
3	Valor1	Numérico	16	Valor do serviço acumulado ordem =1
4	Status1	Texto	1	Status do valor anterior: '0' ok '1' interpolado '2' com erro/falta
5	Perdas1	Numérico	16	Valor das perdas associadas ao serviço. Este campo é não obrigatório e apenas será preenchido quando a opção de perdas = 2 ou 3

Notas:

Cada ficheiro terá tantos registos deste tipo («10»), quanto o número de serviços do tipo acumulado disponibilizados no ficheiro. Os serviços são enviados pela ordem definida no pedido de envio.

1.2.4 — Registo de tipo de detalhe («04»)

O tipo de detalhe caracteriza as grandezas a disponibilizar (A+, A-, Ri+, ...). Precede os valores que constituem o registo de detalhe («20»).

A sua constituição descreve-se na tabela seguinte:

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Caracterização
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "04"
2	Serviço 1	Texto	8	Código do 1º serviço do tipo detalhe
...	...	Texto		
N	Status N	Texto	8	Código do último serviço do tipo detalhe

Nota. — O ficheiro apenas terá um registo deste tipo quando existir pelo menos 1 registo do tipo «20».

1.2.5 — Registo de serviços de detalhe («20»)

Neste registo são apresentados os valores de consumos, cuja caracterização é feita pelo registo precedente (registo de serviços do tipo de detalhe), com a seguinte estrutura:

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Caracterização
1	Tipo de Registo	Texto	1	Valor fixo "20"
2	Data	Texto	8	Data da leitura AAAAMMDD
3	Periodo	Texto	4	Periodo da leitura (HHMM)
4	Valor1a	Numérico	16	Valor do serviço detalhe ordem =1, para a data e periodo
5	Status1a	Texto	1	Status do serviço detalhe ordem=1

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Caracterização
6	Perdas1a	Numérico	16	Valor das perdas associadas ao serviço de detalhe ordem = 1 Este campo é não obrigatório e apenas será preenchido quando opção de perdas = 2 ou 3
...	...	Numérico		
N	Valorn	Numérico	16	Valor do serviço detalhe ordem =n, para a data e período
N	Statusn	Texto	1	Status do serviço detalhe ordem=n
N	Perdas1n	Numérico	16	Valor das perdas associadas ao serviço de detalhe ordem = 1 Este campo é não obrigatório e apenas será preenchido quando opção de perdas = 2 ou 3

Notas:

Cada combinação data/período corresponde a um registo tipo «20».

Cada ficheiro terá tantos registos deste tipo («20»), quanto o número de períodos num dia (geralmente 96) * número dias da selecção (diferença entre data início e data fim).

Cada registo deste tipo terá tantas combinações Valor/status, quanto o número de serviços do tipo «D»etalhe indicados no pedido de envio. Se não existir nenhuma, não será apresentado nenhum registo deste tipo no ficheiro.

Os serviços são enviados pela ordem definida no pedido de envio, conforme apresentado no registo do tipo «04».

1.2.6 — Registo de totais («99»)

Este registo serve para controlo da quantidade de registos (valores de consumo) por tipo de detalhe. A sua descrição e caracterização são apresentadas na tabela seguinte:

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Caracterização
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "99"
2	Total de serviços 'A' acumulado	Numérico	6	Total de serviços do tipo acumulado (registos tipo = '10')
3	Total de serviços 'D'etalhe	Numérico	6	Total de serviços em cada registo do tipo '20'
4	Total de registos detalhe	Numérico	6	Total de registos tipo = '20'

1.3 — Exemplo

De seguida apresenta-se um exemplo do conteúdo de um ficheiro de dados, com as seguintes características:

Nome do ficheiro: 12PEPT0002000099999999XX_20041104_476.sgl;

Ficheiro de um ponto de entrega (PT0002000099999999XX);

Ficheiro com dados do dia 3 de Novembro de 2004;

Valores de consumo, em energia;

Estado do ficheiro: definitivo.

```

00EDIS 0001/3 0000000476 0000000475 00000001 20041103 20041103
01D S 06 ENERGIA K 15M 1
04A+ Ri+ Rc-
2020041103 0015 0000000000000010 0 0000000000000006 0 000000000000001 0
2020041103 0030 0000000000000010 0 0000000000000007 0 000000000000001 0
2020041103 0045 0000000000000009 0 0000000000000006 0 000000000000001 0
2020041103 0100 0000000000000009 0 0000000000000006 0 000000000000001 0
2020041103 0115 0000000000000009 0 0000000000000006 0 000000000000001 0
2020041103 0130 0000000000000009 0 0000000000000006 0 000000000000001 0
(...)
2020041103 2245 0000000000000010 0 0000000000000006 0 000000000000001 0
2020041103 2300 0000000000000010 0 0000000000000007 0 000000000000001 0
2020041103 2315 0000000000000010 0 0000000000000006 0 000000000000001 0
2020041103 2330 0000000000000010 0 0000000000000007 0 000000000000001 0
2020041103 2345 0000000000000010 0 0000000000000007 0 000000000000001 0
2020041103 2400 0000000000000010 0 0000000000000006 0 000000000000001 0
99000000 000003 000096

```

2 — Clientes finais sem telecontagem**2.1 — Disponibilização de leituras de clientes finais BTE**

Os dados serão transferidos entre as duas entidades em ficheiros de texto com o seguinte formato.

2.1.1 — Nome do ficheiro

Os ficheiros disponibilizados terão a seguinte nomenclatura:

nnnnnnLT_gggg_m_aaaammdd, sendo:

nnnnnn: número do pedido de disponibilização de dados no sgl. Pode ter de um a seis dígitos;

LT: Valor fixo, identifica o tipo de ficheiro;

gggg: código do agente a que pertencem os dados;

m: número de ponto de entrega com leituras incluídas no ficheiro;

aaaammdd: data de geração do ficheiro.

2.1.2 — Conteúdo do ficheiro

Os ficheiros são constituídos por diferentes tipos de registo, que aparecem por ordem sequencial, de acordo com o seguinte:

Cabeçalho («00»): obrigatório. Possui informação de controlo da transmissão;

Registo de leituras («10»): obrigatório;

Registo de resumo («99»): obrigatório.

2.1.2.1 — Registo de cabeçalho («00»)

O registo de cabeçalho é constituído por 8 campos cuja identificação é representada pelo campo ID. Na tabela seguinte faz-se a respectiva descrição e caracterização:

ID	Descrição	Tipo	Comprimento	Caracterização
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "00"
2	Tipo de Ficheiro	Texto	10	Valor fixo 'LEITBTE'
3	ID da Transmissão	Texto	10	Sequenciador
4	ID da Transmissão Anterior	Texto	10	Sequenciador

2.1.2.2 — Registo de leituras («10»)

O registo de cabeçalho é constituído por 13 campos cuja identificação é representada pelo ID.

Na tabela seguinte faz-se a respectiva descrição e caracterização.

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Observações
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "10"
2	Ponto de Entrega	Texto	25	
3	Tipo de Leitura	Texto	1	"C" – Ciclo "E" – Estimativa "X" – Extraordinária
4	Marca	Texto	3	Código da marca do contador
5	Nº de Contador	Numérico	10	
6	Registo/Função	Texto	3	
7	Nº Dígitos	Numérico	2	
8	Data da Leitura	Texto	8	
9	Hora	Texto	4	Valor fixo "2400"
10	Factor de Correção da Leitura	Numérico	8,5	Exemplo: 0000000120000 – deve ser tratado como 1,2
11	Leitura	Numérico	10,2	A formatação será idêntica à coluna anterior
12	Ciclo Tarifário	Texto	3	
13	Unidade da leitura	Texto	10	Descritivo que indica a unidade do valor que se obtém subtraindo duas leituras e multiplicando o resultado pelo "Factor de Correção da Leitura" (e.g. kWh)
14	Função Acumulador	Texto	1	S- Sim N - Não
15	Leitura Modificada	Texto	1	S- Sim N - Não

2.1.2.3 — Registo de resumo («99»)

Este registo serve para controlo da quantidade de registos de leituras. A sua descrição e caracterização são apresentadas na tabela seguinte:

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Observações
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "99"
2	Quantidade de Registos do tipo "10"	Numérico	9	

Nota. — Nos campos do tipo numérico, se o comprimento da valor for menor que o comprimento do campo, serão acrescentados zeros à esquerda.

2.1.3 — Exemplo

De seguida apresenta-se um exemplo do conteúdo de um ficheiro de dados, com as seguintes características:

Nome do ficheiro: 379LT_0008_10_20060719.sgl

Ficheiro com leituras do Ponto de Entrega PT0002000099999999XX

Ficheiro com dados da leitura realizada no dia 10 de Abril de 2004

0	LEITBTE	619	618									
10	PT0002000099999999XX	C	101	12345678V	6	20040410	2400	200000	842300	DIA	kWh	
10	PT0002000099999999XX	C	101	12345678P	6	20040410	2400	200000	1770800	DIA	kWh	
10	PT0002000099999999XX	C	101	12345678C	6	20040410	2400	200000	4231400	DIA	kWh	
10	PT0002000099999999XX	C	101	12345678IF	6	20040410	2400	200000	25852700	DIA	kVARh	
10	PT0002000099999999XX	C	101	12345678IV	6	20040410	2400	200000	390700	DIA	kVARh	
10	PT0002000099999999XX	C	101	12345678PS	6	20040410	2400	200000	2500	DIA	kW	

2.2 — Disponibilização de leituras de clientes finais BTN

Os processos serão suportados por um conjunto de mensagens trocadas entre os vários agentes envolvidos, conforme estabelecido no documento sobre a Especificação das Mensagens Electrónicas, publicada no site do operador da rede de distribuição AT/MT.

2.3 — Disponibilização de consumo discriminado agregado de clientes finais BTN e BTE

2.3.1 — Nome do ficheiro

O nome dos ficheiros disponibilizados terão a seguinte estrutura:

nnnnnnFNTPgggtp_aaaammdd_NTransm, sendo:

nnnnnn: número do pedido de disponibilização de dados, podendo ser de um a seis dígitos;

FNTP: Valor fixo, identifica o tipo de ficheiro (Fornecedor, Nível de Tensão Perfil);

gggg: código do agente a que pertencem os dados;

t: nível de tensão de fornecimento dos pontos de entrega:

- 1) Média tensão;
- 2) Baixa tensão especial;
- 3) Alta tensão;
- 4) Muito alta tensão;
- 5) Baixa tensão normal;

p: perfil:

- 1) Perfil em vigor para BTE;
- 2) Perfil A em vigor para BTN;
- 3) Perfil B em vigor para BTN;
- 4) Perfil C em vigor para BTN;

aaaammdd: data de geração do ficheiro;

NTransm: Número de transmissão.

2.3.2 — Conteúdo do ficheiro

O ficheiro será composto pelos seguintes tipos de registo:

Registo de Cabeçalho: possui informação de controle da transmissão;

Registo de Critérios de Disponibilização

Registo de Detalhe — 1 linha por cada período de consumo disponibilizado;

Registo de Totais.

2.3.2.1 — Registo de cabeçalho

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Observações
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "0"
2	Entidade Origem	Texto	8	Identificação da Entidade que enviou os dados. Valor fixo "EDIS"
3	Entidade Destino	Texto	8	Identificação do agente/role destinatário (agente_id + '/' + role_id)
4	ID da Transmissão	Texto	10	Sequenciador
5	ID da Transmissão anterior	Texto	10	Sequenciador
6	Nº de Pontos de Entrega no ficheiro	Texto	8	
7	Data início da selecção	Texto	8	data início das leituras consideradas (AAAAMMDD)
8	Data fim da selecção	Texto	8	data fim das leituras consideradas (AAAAMMDD)

2.3.2.2 — Registo de critérios disponibilização

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Observações
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "1"
2	Status dos dados	Texto	1	Status = 'E' estimado, 'D' definitivo
3	Interpolação	Texto	1	'N'
4	Crítério Agregação	Texto	2	Cragreg_id
5	Valor	Texto	10	'Energia'
6	Unidade	Texto	1	'K'ilo
7	Intervalo	Texto	4	'15M'

2.3.2.3 — Registo de detalhe

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Observações
1	Tipo de Registo	Texto	1	Valor fixo "20"
2	Data	Texto	8	Data da leitura AAAAMMDD
3	Periodo	Texto	4	Periodo da leitura (HHMM)
4	Valor	Texto	16	
5	Status	Texto	1	Status = '0' (valor definitivo) ou '1' (valor estimado).

2.3.2.4 — Registo de totais

ID.	Descrição	Tipo	Comprimento	Observações
1	Tipo de Registo	Texto	2	Valor fixo "99"
2	Total de registos detalhe	Numérico	6	Total de registos tipo = 20

Nota. — Nos campos do tipo numérico, se o comprimento da valor for menor que o comprimento do campo, serão acrescentados zeros à esquerda.

ANEXO VII

Formato e suporte da informação de contagem a disponibilizar a produtores de energia eléctrica**1 — Introdução**

Os valores de contagem referentes às instalações de produção de energia eléctrica serão disponibilizados aos produtores, diariamente, por meio de ficheiros contendo a informação de contagem de todos os períodos de integração do dia (períodos de 15 minutos para centrais térmicas e períodos de cinco minutos para centrais hídricas).

Estes ficheiros conterão, para cada período de integração, até um máximo de 6 (seis) registos de contagem, podendo conter os registos de energia activa transitada nos dois sentidos (sentido central-rede e sentido rede-central) e os registos de energia reactiva discriminados pelos quatro quadrantes.

2 — Tipo de ficheiro

Os ficheiros diários disponibilizados serão do tipo texto simples, tendo como caracteres separadores de campos o ponto e vírgula (;).

3 — Nome do ficheiro

Os ficheiros terão um nome identificativo composto por 20 caracteres alfanuméricos, sem extensão, como se indica seguidamente: METERCCCCC_AAAAMMDD

em que:

METER campo fixo identificativo, composto pela palavra «METER»;
CCCCC campo alfanumérico que identifica o ponto de contagem;
AAAAMMDD ano, mês e dia a que correspondem os dados de contagem.

4 — Cabeçalho do ficheiro

O conteúdo dos ficheiros de dados é sempre composto por um cabeçalho, pelo corpo do ficheiro e por uma indicação de «fim» do ficheiro.

Deste modo, os ficheiros são iniciados por duas linhas de cabeçalho que precedem as linhas que contêm os valores de contagem efectivamente registados.

A primeira linha destina-se a confirmar o tipo de ficheiro e a segunda destina-se a permitir a distinção entre duas versões que eventualmente tenham sido geradas para um determinado dia, identificando qual a versão mais actual.

Segue-se a descrição das linhas de cabeçalho:

1.ª linha:

Campo	Formato	Comprimento	Descrição
1	Texto	5	Valor fixo "METER"

2.ª linha:

Campo	Formato	Comprimento	Descrição
1	Numérico	4	Ano de geração do ficheiro
2	Numérico	2	Mês de geração do ficheiro
3	Numérico	2	Dia de geração do ficheiro
4	Numérico	2	Hora de geração do ficheiro
5	Numérico	2	Minuto de geração do ficheiro
6	Numérico	2	Segundo de geração do ficheiro

Notas. — Todos os campos são de preenchimento obrigatório.
Todos os campos são terminados pelo separador «;» (ponto e vírgula).

5 — Corpo do ficheiro

Após as duas linhas de cabeçalho seguem-se as linhas que compõem o corpo do ficheiro, onde se encontram os valores das energias contadas.

Cada linha do corpo do ficheiro contém os valores de contagem correspondentes a um determinado período de integração.

O corpo do ficheiro terá um número de linhas variável, consoante o período de integração utilizado e o número de horas do dia correspondente, permitindo acolher os casos particulares dos dias de mudança de hora legal. Os casos mais vulgares são de 96 linhas (períodos de integração iguais a quinze minutos) e de 288 linhas (períodos de integração iguais a cinco minutos).

O ficheiro desenvolve-se do primeiro período de integração até ao último, por ordem crescente de hora, em que cada linha é definida conforme descrito na tabela abaixo apresentada.

Os valores de energia são expressos nas seguintes unidades:

MWh, para energia activa;
Mvarh, para energia reactiva.

Estes valores são representados com três casas decimais e arredondamento, se necessário.

Por defeito, na falta de acordo expresso em contrário, para cada período de integração são representados os valores de energia activa nos dois sentidos seguidos dos valores de energia reactiva nos quatro quadrantes.

3.ª à penúltima linhas:

Campo	Formato	Comprimento	Descrição
1	Numérico	Variável, de 5 a 7 caracteres. Mínimo=0.000 Máximo=999.999	Por defeito representa a energia activa no sentido Rede -> Instalação
2	Numérico	Variável, de 5 a 7 caracteres. Mínimo=0.000 Máximo=999.999	Por defeito representa a energia activa no sentido Instalação -> Rede

Campo	Formato	Comprimento	Descrição
3	Numérico	Variável, de 5 a 7 caracteres. Mínimo=0.000 Máximo=999.999	Por defeito representa a energia reactiva no quadrante 1
4	Numérico	Variável, de 5 a 7 caracteres. Mínimo=0.000 Máximo=999.999	Por defeito representa a energia reactiva no quadrante 3
5	Numérico	Variável, de 5 a 7 caracteres. Mínimo=0.000 Máximo=999.999	Por defeito representa a energia reactiva no quadrante 2
6	Numérico	Variável, de 5 a 7 caracteres. Mínimo=0.000 Máximo=999.999	Por defeito representa a energia reactiva no quadrante 4
7	Texto	1	N: valor normal; Y: valor com erro ou suspeito

Após os 6 (seis) campos com os valores dos registos de contagem do período de integração, segue-se um 7.º campo, indicativo da qualidade do valor de contagem.

Notas. — Todos os campos são de preenchimento obrigatório.

O separador decimal é o «.» (ponto)

Todos os campos são terminados pelo separador «;» (ponto e vírgula)

6 — Terminação do ficheiro

O ficheiro é terminado por uma linha com o símbolo «*» (asterisco), destinada a marcar o final do ficheiro.

Última linha:

Campo	Formato	Comprimento	Descrição
1	Texto	1	* (Indicador do fim de ficheiro)

7 — Exemplo

Apresenta-se de seguida um exemplo de um ficheiro para o ponto de contagem CTN100, no dia 30 de Abril de 2004, gerado no dia 1 de Maio de 2004 à 1 hora 2 minutos 56 segundos:

Nome do ficheiro: METERCTN100_20040430

Conteúdo:

METER;

2004;05;01;01;02;56;

0.000;27.600;0.000;4.800;0.000;0.000;N;

0.000;25.100;0.000;3.200;0.000;0.000;N;

0.000;25.100;0.000;0.000;1.300;0.000;N;

.....

0.000;73.200;0.000;0.000;11.600;0.000;N;

0.000;73.100;0.000;0.000;11.700;0.000;N;

0.000;73.000;0.000;0.000;7.300;0.000;N;

1.200;45.100;0.700;0.000;1.100;0.000;N;

*

⁽¹⁾ Artigo 109.º

⁽²⁾ N.º 6 do artigo 109.º

⁽³⁾ Artigo 132.º

⁽⁴⁾ Artigo 134.º

⁽⁵⁾ Regras técnicas das instalações eléctricas em baixa tensão.

⁽⁶⁾ Artigo 114.º

⁽⁷⁾ Artigo 56.º

⁽⁸⁾ Artigo 157.º

II SÉRIE



DIÁRIO DA REPÚBLICA

Depósito legal n.º 8815/85

ISSN 0870-9963

Diário da República Electrónico:

Endereço Internet: <http://dre.pt>

Contactos:

Correio electrónico: dre@incm.pt

Linha azul: 808 200 110

Fax: 21 394 5750
