



## ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Diretiva n.º 7/2018

### Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural (Guia de Medição) foi aprovado através do Despacho n.º 1801/2009, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 6 de janeiro.

O Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural estabelece que o Guia de Medição é aprovado pela ERSE, ouvidas as entidades envolvidas.

Dando cumprimento a este preceito legal, a ERSE promoveu, entre os dias 21 de julho e 14 de outubro de 2016, uma auscultação prévia aos operadores das infra-estruturas, alargada aos comercializadores, com vista à coleção de contributos no âmbito do processo de revisão. Em resultado deste trabalho, a ERSE elaborou uma proposta de alteração do Guia de Medição, tendo lançado um processo de consulta direta a um conjunto alargado de entidades (entidades públicas, empresas do setor, associações de consumidores) sobre essa proposta, que decorreu entre os dias 25 de maio e 23 de junho de 2017.

No âmbito da referida consulta foram recebidos comentários de um número significativo de entidades, que resultaram em alterações e aperfeiçoamentos incluídos na versão final do Guia de Medição.

As principais alterações ao Guia de Medição incidem sobre as seguintes matérias:

- Organização e sistematização do conteúdo do Guia de Medição.
- Introdução da figura dos documentos complementares.
- Regras para a determinação de consumo associado a procedimento fraudulento.
- Introdução de método de estimativa de consumos baseado em perfis de consumo para instalações de clientes com medição não diária.
- Adaptação da metodologia de disponibilização de dados, em função do novo modelo de compensação de rede.
- Introdução de indicadores de atividade sobre a aplicação do Guia de Medição.

Nestes termos:

Ao abrigo do artigo 248.º do Regulamento de Relações Comerciais, aprovado pelo Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril e do n.º 3 do artigo 9.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, o Conselho de Administração deliberou o seguinte:

1.º Aprovar, publicar em Diário da República e divulgar na página da ERSE na internet o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural, que consta em Anexo à presente deliberação e que dela fica a fazer parte integrante.

2.º A presente deliberação aplica-se às situações que se constituam no prazo de 30 dias, após a sua publicação, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3.º As matérias relativas às situações identificadas entram em vigor nas seguintes datas:

- a) Cálculo e reporte dos indicadores de atividade (Ponto 30 do Guia de Medição) – o primeiro exercício de reporte deve incidir sobre os dados do 1.º semestre do ano-gás 2018-2019.
- b) Consideração da média dos registos dos equipamentos de medição para efeitos de faturação (Ponto 9.1 do Guia de Medição) – antes do início do ano-gás 2019-2020.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

08 de março de 2018

O Conselho de Administração

Maria Cristina Portugal

Alexandre Santos

Mariana Pereira

## ANEXO

### Capítulo I

#### OBJETO E DISPOSIÇÕES GERAIS

##### 1. OBJETO

O presente Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás Natural (Guia de Medição) é aprovado ao abrigo do disposto no artigo 248.º do Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural, aprovado pelo Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril e no âmbito das competências regulamentares previstas no n.º 3 do artigo 9.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

O Guia de Medição tem por objeto as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados, designadamente, sobre as seguintes matérias:

- a) Descrição geral do sistema de medição de gás natural.
- b) Fornecimento e instalação de equipamentos de medição de gás natural.
- c) Características dos equipamentos de medição de gás natural, designadamente a classe de exatidão mínima e as grandezas complementares de correção de volume a medir.
- d) Especificações técnicas dos equipamentos de medição de gás natural.
- e) Especificações técnicas dos equipamentos de telecontagem.
- f) Especificações técnicas dos equipamentos de conversão de volume de gás natural.

- g) Verificação obrigatória dos equipamentos de medição de gás natural e regras a adotar no caso da existência de duplo equipamento de medição de gás natural.
- h) Verificação extraordinária dos equipamentos de medição de gás natural.
- i) Situações e condições em que é possível a existência de duplo equipamento de medição de gás natural e regras relativas ao ajuste dos equipamentos e prevalência dos dados recolhidos.
- j) Procedimentos relativos à correção de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados à distância.
- k) Determinação e aplicação de estimativas de consumo de gás natural.
- l) Correção do volume pelo efeito da temperatura, pressão e fator de compressibilidade.
- m) Determinação do Poder Calorífico Superior, para efeitos de faturação.
- n) Aplicação de perfis de consumo às entregas a clientes com medição não diária.
- o) Disponibilização dos dados de consumo recolhidos nos pontos de medição das instalações dos clientes, pelos operadores das redes.
- p) Metodologia de adequação entre a energia entrada na rede e os consumos atribuídos aos comercializadores.
- q) Fluxos de informação entre operadores das redes relativos a medidas de energia.
- r) Medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de receção, armazenamento e regaseificação.
- s) Regras a observar na implementação, operação, verificação e manutenção dos sistemas de comunicações e telecontagem.
- t) Regras aplicáveis à recolha de indicações dos equipamentos de medição, designadamente a periodicidade da leitura e a leitura extraordinária.
- u) Regras para a determinação de consumo associado a procedimento fraudulento.
- v) Regras a adotar na realização de auditorias externas de verificação da aplicação do Guia de Medição.

## 2. ÂMBITO DE APLICAÇÃO

O Guia de Medição aplica-se às entidades abrangidas pelo Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural, designadamente:

- a) Os consumidores ou clientes.
- b) Os comercializadores.
- c) Os comercializadores de último recurso retalhistas.
- d) O comercializador de último recurso grossista.
- e) O comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural.
- f) Os operadores das redes de distribuição.
- g) O operador da rede de transporte.
- h) Os operadores de armazenamento subterrâneo.

- i) Os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- j) Os produtores de gás.
- k) O operador logístico de mudança de comercializador.

### 3. REGIME SANCIONATÓRIO

A violação das disposições estabelecidas no Guia de Medição constitui contraordenação sancionável nos termos do regime sancionatório do setor energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro. Toda a informação e documentação obtidas no âmbito da aplicação do Guia de Medição, incluindo as resultantes de auditorias, inspeções, queixas, denúncias e reclamações podem ser utilizadas para efeitos de regime sancionatório do setor energético.

### 4. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

As matérias abrangidas pelo Guia de Medição que assumem natureza procedimental ou grande detalhe técnico são objeto de desenvolvimento em documentos complementares.

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

- a) Resumo e identificação das normas técnicas e documentos de referência aplicáveis a materiais e equipamentos de medição e leitura.
- b) Regras relativas à instalação, manutenção e verificação de equipamentos de medição de gás natural e acessórios necessários.
- c) Regras, esquemas ou outros documentos sobre ligações de equipamentos de medição de gás natural.
- d) Aspetos técnicos a observar na instalação e na parametrização dos equipamentos de medição de gás natural de instalações de clientes finais.
- e) Formulários dos ensaios a sistemas de medição de gás natural e respetivos relatórios.
- f) Formulário dos autos de inspeção a equipamentos de medição de gás natural.
- g) Regras de arredondamento utilizadas nos cálculos efetuados.
- h) Formato e suporte da informação a disponibilizar pelos operadores das redes aos operadores das redes e demais infraestruturas, aos comercializadores e aos clientes finais.

Os documentos complementares previstos nas alíneas anteriores devem ser enviados à ERSE, até 60 dias após solicitação desta, pelos operadores das redes, para aprovação, observados os princípios estabelecidos nos parágrafos seguintes.

Cabe aos operadores das redes propor a criação de novos documentos complementares e atualizar os existentes, por iniciativa própria, por indicação da ERSE ou a pedido de qualquer interessado, desde que devidamente fundamentado. Caso o pedido devidamente fundamentado do interessado não seja acolhido pelos operadores das redes e este pretenda mantê-lo, pode o mesmo interessado remeter o referido pedido à ERSE, juntamente com a resposta dos operadores das redes. Nesse caso, e se os operadores das redes não chegarem a acordo entre si para proceder à revisão dos documentos complementares, a ERSE, ouvidos os operadores e o interessado que apresentou o pedido, decide sobre a necessidade de criação ou de atualização dos documentos complementares.

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

A publicação de novos documentos complementares ou as alterações ao conteúdo dos documentos complementares já publicados são obrigatoriamente precedidas de uma consulta aos interessados, devendo ser garantido um prazo de resposta mínimo de 20 dias. Esta consulta, a realizar pelos respetivos

operadores das redes, deve ser efetuada de forma pública e através de mecanismos que permitam a consulta dos documentos em discussão e facilitem de forma expedita a receção de comentários e sugestões dos interessados. Em qualquer caso, os interessados devem ser previamente informados da realização da consulta por parte dos operadores das redes. Como resultado da consulta, os operadores das redes devem elaborar um documento de resposta aos comentários recebidos.

Sempre que sejam efetuadas alterações ou elaborados novos documentos complementares, o operador da rede deve enviar a correspondente documentação à ERSE para efeitos de aprovação. Uma vez aprovado, o documento complementar deve ser publicado pelo operador da rede, juntamente com o documento de resposta aos comentários recebidos na consulta aos interessados, em local próprio e acessível na respetiva página na internet.

Os documentos complementares em vigor são também disponibilizados na página na internet da ERSE.

O prazo de entrada em vigor dos novos documentos complementares, bem como das alterações aos existentes, não pode ser inferior a 30 dias a contar da data de publicação nas páginas na internet dos respetivos operadores das redes.

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

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

- a) Devem ser organizados por assuntos e identificados com um título e um número sequencial.
- b) Devem identificar a data de publicação do documento complementar e a data de entrada em vigor das alterações.
- c) Devem identificar os interessados que foram consultados na elaboração do documento.
- d) Devem identificar o número da versão do documento e das versões anteriores.
- e) Devem identificar as normas de referência, documentos de boas práticas, entre outros, quando aplicável.

## 5. SIGLAS

No Guia de Medição são utilizadas as seguintes siglas:

- a) CENELEC – Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica.
- b) CM – Cadeia de Medida.
- c) CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono.
- d) CTS – Estações de Transferência de Custódia (*Custody Transfer Station*).
- e) CURG – Comercializador de Último Recurso Grossista.
- f) CURR – Comercializador de Último Recurso Retalhista.
- g) DECVG – Dispositivo Eletrónico de Conversão de Volume de Gás.
- h) DN – Diâmetro Nominal.
- i) EMA – Erro Máximo Admissível.
- j) ERP – Entidade Responsável pelas Previsões.
- k) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

- l)  $F_C$  – Fator de Conversão.
- m)  $F_{CP}$  – Fator de Correção de Pressão.
- n)  $F_{CT}$  – Fator de Correção de Temperatura.
- o)  $F_{CV}$  – Fator de Correção de Volume.
- p) GMS – Estação de Medição de Gás Natural (*Gas Metering Station*).
- q) GNL – Gás Natural Liquefeito.
- r) GRMS – Estação de Redução e Medição de Gás Natural (*Gas Regulating and Metering Station*).
- s) GTG – Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás Natural.
- t) HART – *Highway Addressable Remote Transducer Communication Protocol*.
- u) IPAC – Instituto Português de Acreditação.
- v) IPQ – Instituto Português da Qualidade.
- w) MPGTG – Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás Natural.
- x) OLMC – Operador Logístico de Mudança de Comercializador.
- y) ORD – Operador de Rede de Distribuição.
- z) ORT – Operador da Rede de Transporte.
- aa) P – Pressão Absoluta (bar).
- bb) PCS – Poder Calorífico Superior.
- cc) PM – Posto de Medição de Gás Natural.
- dd) PRM – Posto de Redução e Medição de Gás Natural.
- ee) PTZ – Tipo de conversor de volume de gás natural que tem em conta a Pressão (P), a Temperatura (T) e o fator de compressibilidade (Z).
- ff) RNDGN – Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural.
- gg) RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.
- hh) RPGN – Rede Pública de Gás Natural.
- ii) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor do Gás Natural.
- jj) RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural.
- kk) RTU – Unidade Terminal Remota (*Remote Terminal Unit*).
- ll) SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural.
- mm) T – Temperatura (°C).

- nn) UAG – Unidade Autónoma de Gaseificação de Gás Natural Liquefeito.
- oo) UCT – Unidade Central de Telecontagem.
- pp) UPS – *Uninterruptible Power Supply*.
- qq) Vb – Volume às condições base (m<sup>3</sup>(n)).
- rr) Vm – Volume às condições de medida (m<sup>3</sup>).

## 6. DEFINIÇÕES

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

- a) Ação de verificação dos sistemas de medição de gás natural – conjunto de operações destinadas a verificar a conformidade de um sistema de medição de gás natural perante os requisitos do Guia de Medição, de normas nele referidas ou de outras aplicáveis.
- b) Agente de Mercado – entidade que transaciona gás natural nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo às seguintes entidades: comercializadores, comercializador do SNGN, CURR, CURG e clientes que adquirem gás natural nos mercados organizados ou por contratação bilateral.
- c) Alta Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar.
- d) Armazenamento subterrâneo de gás natural – conjunto de cavidades, equipamentos e redes que, após receção do gás natural na interface com a RNTGN, permite armazenar o gás natural na forma gasosa em cavidades subterrâneas, ou reservatórios especialmente construídos para o efeito e, posteriormente, voltar a injetá-lo na RNTGN através da interface de transferência de custódia.
- e) Baixa Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar.
- f) *By-pass* – tubagem sem equipamento de medição de gás natural colocada paralelamente à CM e que possui um diâmetro inferior ou igual à linha principal, permitindo o fluxo alternativo de gás natural sempre que seja necessário interromper a sua passagem pela linha principal.
- g) Cadeia de Medida – série de elementos de um sistema de medição, que constitui um caminho único para o sinal, do sensor até ao elemento de saída. A cadeia de medição é composta por um contador e, quando exigível, por um DECVG, com os respetivos elementos de medição de temperatura e de pressão.
- h) Capacidade – caudal de gás natural, expresso em termos de energia por unidade de tempo.
- i) Cliente – pessoa singular ou coletiva que compra gás natural para consumo próprio.
- j) Comercializador – entidade registada para a comercialização de gás natural cuja atividade consiste na compra a grosso e/ou na venda a grosso e a retalho de gás natural, em regime de livre concorrência.
- k) Comercializador de último recurso grossista – entidade titular de licença de comercialização de último recurso que está obrigada a assegurar o fornecimento de gás natural aos comercializadores de último recurso retalhistas.
- l) Comercializador de último recurso retalhista – entidade titular de licença de comercialização de último recurso que está obrigada a assegurar o fornecimento de gás natural a todos os consumidores com instalações ligadas à rede, enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou, após a sua extinção, as tarifas transitórias, bem como o fornecimento dos clientes economicamente vulneráveis, nos termos legalmente definidos.
- m) Comercializador do SNGN – entidade titular dos contratos de longo prazo e em regime de *take or pay* celebrados antes da entrada em vigor da Diretiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de junho, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

- n) Condições de base – consideram-se as seguintes condições de referência: 0 °C de temperatura, 1,01325 bar de pressão absoluta e 25 °C de temperatura inicial de combustão.
- o) Condições de escoamento – condições de pressão e temperatura do gás natural na CM.
- p) Consumidor – o cliente final de gás natural.
- q) Consumo Discriminado – Valores do consumo de gás natural, discriminados por períodos diários.
- r) Consumo Discriminado Agregado – Valores do consumo de gás natural, discriminados por períodos diários e agregados por agente de mercado.
- s) Consumo Discriminado Agregado Estimado – Consumo Discriminado Agregado apurado no dia seguinte ao dia em que ocorre o consumo.
- t) Consumo Discriminado Agregado Provisório – Consumo Discriminado Agregado apurado em cada um dos cinco meses subsequentes ao dia em que ocorre o consumo.
- u) Consumo Discriminado Agregado Definitivo – Consumo Discriminado Agregado apurado após a obtenção dos dados definitivos de todos os clientes da carteira.
- v) Contador – equipamento destinado a medir, totalizar e indicar a quantidade de gás natural que passa através dele nas condições de escoamento.
- w) Correção – método utilizado para fazer a conversão do volume de gás natural nas condições de escoamento para as condições de base.
- x) Dispositivo Eletrónico de Conversão de Volume de Gás – equipamento destinado a converter o volume de gás natural medido num contador pelo efeito da temperatura, da pressão e do fator de compressibilidade em relação às condições de base de pressão e temperatura.
- y) Erro Máximo Admissível – valor extremo do erro de medição, com respeito a um valor de referência conhecido, excluindo a incerteza associada à medição.
- z) Gestão Técnica Global do SNGN – conjunto de atividades e responsabilidades de coordenação do SNGN, de forma a assegurar a segurança e a continuidade do abastecimento de gás natural.
- aa) Infraestruturas da RPGN – os terminais de GNL, os armazenamentos subterrâneos de gás natural, as redes de transporte e de distribuição e as UAG.
- bb) Instalação de gás natural – instalação privada para uso de um ou mais clientes finais, situada a jusante da RPGN.
- cc) Interligação – conduta de transporte que transpõe uma fronteira entre Estados Membros vizinhos com a finalidade de interligar as respetivas redes de transporte.
- dd) Média Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar.
- ee) Operador da rede de transporte – entidade concessionária da RNTGN, responsável pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de transporte em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como das suas interligações com outras redes, quando aplicável, devendo assegurar a capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de transporte de gás natural.
- ff) Operador de armazenamento subterrâneo de gás natural – entidade que exerce a atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural, responsável, num conjunto específico de instalações, pela exploração e manutenção das capacidades de armazenamento e respetivas infraestruturas.
- gg) Operador de rede de distribuição – entidade concessionária ou titular de licença de distribuição de serviço público da RNDGN, responsável pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de distribuição numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como pela garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de distribuição de gás natural.

- hh) Operador de terminal de GNL – entidade que exerce a atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, sendo responsável num terminal de GNL, pela exploração e manutenção das capacidades de receção, armazenamento e regaseificação e respetivas infraestruturas.
- ii) Operador logístico de mudança de comercializador – entidade que tem atribuições no âmbito da gestão da mudança de comercializador de gás natural, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.
- jj) 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 de medição às condições específicas de fornecimento de gás natural e de cada instalação.
- kk) *Pipe-Spool* – troço de tubagem provido de meio de interligação.
- ll) Poder Calorífico Superior – quantidade de calor produzida na combustão completa, a pressão constante, de uma unidade de massa ou de volume do gás combustível, considerando que os produtos da combustão cedem o seu calor até atingirem a temperatura inicial dos reagentes e que toda a água formada na combustão atinge o estado líquido.
- mm) Ponto de entrega – ponto da RNDGN ou da RNTGN a partir do qual se faz a entrega ou receção do gás natural às instalações dos clientes, dos produtores ou de outras infra-estruturas.
- nn) Produtor de gás – entidade que, nos termos e condições constantes das disposições legais e regulamentares aplicáveis, injeta gás, resultante de produção própria, nas redes de gás natural.
- oo) Rede de distribuição local – rede de distribuição de um pólo de consumo servida por uma ou mais UAG.
- pp) Rede de distribuição regional – parte da RNDGN afeta a uma concessionária de distribuição de gás natural.
- qq) Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural – conjunto de infra-estruturas de serviço público destinadas à distribuição de gás natural.
- rr) Rede Nacional de Transporte de Gás Natural – conjunto das infra-estruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás natural.
- ss) Selagem – colocação de selos que impeçam a manipulação dos equipamentos e acessórios constituintes da CM.
- tt) Sistema analítico de gás natural (cromatógrafos) – equipamentos com o objetivo de determinar os parâmetros físico-químicos da composição do gás natural a utilizar, designadamente, na correção do volume do gás e no cálculo da energia associada.
- uu) Sistema de medição – conjunto de um ou mais equipamentos, devidamente interligados, com o objetivo de fornecer informações destinadas à obtenção dos valores medidos, dentro de intervalos especificados.
- vv) Sistema de telecontagem – conjunto de equipamentos que permite enviar os valores dos volumes de gás medidos para uma base de dados central, com vista ao seu tratamento.
- ww) Unidade Central de Telecontagem – sistema com capacidade de comunicação bi-direcional 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.
- xx) Volume às condições base – quantidade de gás natural medido em volume às condições de base de pressão e temperatura, e expresso em m<sup>3</sup>(n).

Capítulo II  
**MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL**

Secção I  
**DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL**

**7. PONTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL**

O Guia de Medição aplica-se, designadamente, aos seguintes pontos de medição de gás natural, tal como estabelecido no RRC:

- a) Ligações da rede de transporte às redes de distribuição.
- b) Ligações das instalações de consumo às redes de gás natural.
- c) Ligações dos terminais de GNL às redes de gás natural.
- d) Ligações das instalações de armazenamento subterrâneo às redes de gás natural.
- e) Postos de receção e enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima nos terminais de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- f) Postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia nos terminais de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- g) UAG a partir do transporte por rodovia.
- h) Ligações das UAG às redes de distribuição.
- i) Interligações entre a RNTGN e as redes fora do território nacional.
- j) Interligações entre redes de distribuição de diferentes operadores.
- k) Ligações das instalações de produtores de gás às redes de gás natural.

**8. SISTEMA DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL**

O sistema de medição de gás natural constitui o suporte de base para a recolha de dados associados ao fluxo de gás natural, necessários para os relacionamentos comerciais entre as várias entidades do SNGN.

As CM de gás natural são compostas por contadores e, nalguns casos, por DECVG, associados a sondas de pressão e de temperatura, que podem estar ligados a sistemas de telecontagem.

Os equipamentos a instalar a montante das CM de gás natural, como redutores/reguladores, filtros ou tubagens, não podem interferir no princípio e na qualidade da medição.

As configurações dos sistemas de medição de gás natural podem dividir-se em duas categorias principais: categoria 1 e categoria 2, consoante se tratem de ligações à RNTGN ou à RNDGN, respetivamente.

**8.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1**

Os sistemas de medição de gás natural de categoria 1 são instalados em pontos de medição de gás natural diretamente ligados à RNTGN, designadamente:

- Nas ligações às redes de distribuição.

- Nas ligações às instalações de clientes ou produtores de gás diretamente ligadas à RNTGN.
- Nas ligações aos terminais de GNL.
- Nas ligações às instalações de armazenamento subterrâneo.
- Nas interligações com as redes fora do território nacional.
- Nas ligações aos postos de enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima nos terminais de GNL.
- Nas ligações aos postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia nos terminais de GNL.

Os pontos de medição de gás natural com sistemas de medição de gás natural de categoria 1 estão normalmente associados a GRMS, a GMS, a CTS, a PM e a PRM. Seguidamente descreve-se a composição dos sistemas de medição de gás natural de categoria 1 associados aos diferentes tipos de instalações.

#### 8.1.1 GRMS, GMS e CTS

Nestas estações, o sistema de medição é composto por, pelo menos, duas CM, paralelas e independentes, cada uma com capacidade de medição de 100% do caudal de projeto, ou, opcionalmente, por três CM, cada uma com capacidade de medição de 50% do caudal de projeto, sendo que a segunda ou terceira CM, consoante o caso, funciona como linha de reserva.

Cada CM deve ser composta por um ou dois elementos primários de medição de caudal (no caso de serem dois, o segundo equipamento deve ser colocado em série e servir como comparação ou substituição do primeiro elemento em caso de falha deste), elementos primários de medição de pressão e temperatura, DECVG com interface local com o utilizador e tubagem de alinhamento.

A seleção do elemento primário de medição de caudal a instalar deve salvaguardar a correta contagem do gás natural nos vários regimes de funcionamento da instalação.

Nos casos em que cada CM só tenha um elemento primário de medição de caudal, deve ter uma estrutura em “Z” que permita colocar duas linhas em série e assim realizar a verificação do sistema de medição, permitindo-se a comparação entre elementos primários de medição de caudal. Deve, ainda, possuir uma UPS e uma ligação direta à RTU que garanta a transmissão dos dados e alarmes de condição do equipamento de medição e operacionais, remotamente, para centros de despacho dos operadores das redes.

Para além dos equipamentos referidos, o sistema de medição deve possuir ainda uma unidade de concentração e arquivo local dos dados, com indexação cronológica.

#### 8.1.2 Postos de Redução e Medição de Gás Natural e Postos de Medição de Gás Natural

Nestes casos, normalmente aplicáveis a pontos de medição das instalações de clientes diretamente ligadas à RNTGN, o sistema de medição é composto por uma única CM com uma capacidade de 100% do caudal de projeto, e que inclui um elemento primário de medição de caudal, elementos primários de medição de pressão e temperatura (caso se aplique conversão PTZ), um DECVG com sistema de arquivo de dados integrado e interface local com o utilizador e tubagem de alinhamento.

A seleção do elemento primário de medição de caudal a instalar deve salvaguardar a correta contagem do gás natural nos vários regimes de funcionamento da instalação.

O sistema de medição deve, ainda, possuir uma linha não equipada, paralela à linha de medição, denominada de linha de *by-pass*, que permite intervir no sistema de medição sem comprometer o normal fornecimento de gás natural.

O sistema de medição deve ter instalada uma UPS que garanta o funcionamento dos equipamentos eletrónicos durante uma interrupção temporária da alimentação de energia elétrica.

O sistema de medição deve possuir uma ligação direta por fibra óptica ao sistema de telemetria que garanta a transmissão de dados para o centro de despacho do ORT.

## **8.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2**

Os sistemas de medição de gás natural de categoria 2 são instalados em pontos de medição de gás natural diretamente ligados à RNDGN, designadamente:

- a) Nas ligações às instalações de clientes ou de produtores de gás.
- b) Nas ligações às UAG.
- c) Nas ligações entre redes de distribuição operadas por diferentes ORD.

Os pontos de medição com sistema de medição de gás natural de categoria 2 contemplam dois subtipos de contagem do gás natural, descritos nos pontos seguintes.

Nas situações em que a alteração do consumo anual da instalação determine a adaptação ou substituição do sistema de medição, o ORD deve proceder às alterações necessárias, incluindo o sistema de telecontagem, no prazo máximo de 30 dias a contar do registo da alteração de consumo.

### **8.2.1 Sistema de medição apenas com contador**

Os sistemas de medição apenas com contador são instalados em clientes com consumos anuais inferiores a 100 000 m<sup>3</sup> (n).

Estes sistemas de medição são constituídos por um contador com uma capacidade de medição de 100% do caudal de projeto, normalmente instalado a jusante e o mais próximo possível do regulador/estabilizador de pressão, e respeitando as distâncias mínimas estabelecidas pela homologação do equipamento.

A seleção do elemento primário de medição de caudal a instalar deve salvaguardar a correta contagem do gás natural nos vários regimes de funcionamento da instalação.

### **8.2.2 Sistema de medição com contador e Dispositivo Eletrónico de Conversão de Volume de Gás**

Os sistemas de medição com contador e DECVG são instalados nas ligações das UAG às redes de distribuição, nas ligações entre redes de distribuição operadas por diferentes ORD, nas ligações de instalações de clientes com consumos anuais superiores a 100 000 m<sup>3</sup> (n) e nas ligações de instalações de produção de gás às redes de distribuição.

Estes sistemas de medição são constituídos por uma ou mais CM com uma capacidade de medição de 100% do caudal de projeto, e que inclui contador, sondas de medição de pressão e temperatura e DECVG.

A seleção do elemento primário de medição de caudal a instalar deve salvaguardar a correta contagem do gás natural nos vários regimes de funcionamento da instalação.

Os dados recolhidos das CM são transmitidos remotamente para uma UCT.

## **8.3 Sistema de medição com leitura remota**

O sistema de medição com leitura remota constitui um suporte para a recolha de dados associados aos fluxos de gás natural, necessários para o relacionamento comercial entre as várias entidades utilizadoras da informação, bem como para o ORT na sua função de GTG.

Este sistema é composto por um conjunto de equipamentos locais, que efetuam a recolha dos dados de contagem do gás natural transitado e que garantem a supervisão e arquivo remoto dos respetivos valores em períodos de integração determinados. Estes equipamentos locais têm capacidade de arquivo e comunicação de informação com equipamentos centrais, que armazenam a informação transmitida.

Os equipamentos de medição devem dispor de características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem nos seguintes pontos de medição:

- a) As interligações entre a RNTGN e as redes fora do território nacional.
- b) As ligações da RNTGN às redes de distribuição.
- c) As ligações das instalações de clientes ou produtores de gás diretamente ligadas à RNTGN.
- d) As ligações aos terminais de GNL.
- e) As ligações às instalações de armazenamento subterrâneo.
- f) Os postos de receção e enchimento de GNL a partir de via marítima nos terminais de GNL.
- g) Os postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia nos terminais de GNL.
- h) As ligações das UAG às redes de distribuição.
- i) As ligações entre redes de distribuição de diferentes ORD.
- j) As ligações às redes das instalações de clientes com consumo anual igual ou superior a 100 000 m<sup>3</sup> (n).
- k) As ligações das instalações de produção de gás às redes de distribuição.

Salvaguardadas as necessárias condições técnicas, e tal como estabelecido no RRC, os clientes com consumo anual inferior a 100 000 m<sup>3</sup> (n) podem solicitar a integração do seu equipamento de medição no sistema de telecontagem, ficando contudo responsáveis pelos respetivos encargos.

As regras aplicáveis à integração em sistemas de telecontagem de instalações com consumo anual inferior a 100 000 m<sup>3</sup> (n), por iniciativa dos ORD, encontram-se estabelecidas no RRC.

#### **8.4 Sistema de medição com leitura local**

A recolha local de dados tem lugar nas instalações com consumo anual de gás natural inferior a 100 000 m<sup>3</sup> (n).

Os dados recolhidos localmente são revistos e sujeitos a uma validação que, nos casos em que sejam detetadas anomalias, conduz à aplicação de estimativas de consumo. Da mesma forma, recorre-se às estimativas de consumo sempre que não se realizem leituras dos equipamentos de medição de gás natural.

### **Secção II**

## **FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL**

### **9. FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL**

Nos termos estabelecidos no RRC, os equipamentos de medição de gás natural, designadamente os contadores e os equipamentos acessórios de correção de volume, devem ser fornecidos e instalados:

- a) Pelo ORT, nos pontos de ligação da RNTGN às redes de distribuição, nos pontos de ligação das instalações de clientes diretamente ligadas à RNTGN, nos pontos de ligação dos terminais de GNL, nos pontos de ligação das instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural e nas interligações entre a RNTGN e as redes fora do território nacional.
- b) Pelos ORD, nos pontos de ligação das instalações de clientes diretamente ligadas às redes de distribuição, nas ligações entre redes de distribuição de diferentes ORD e nas ligações das UAG às redes de distribuição.

- c) Pelo operador do terminal de GNL nos postos de receção e enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima e nos postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia.
- d) Pelos produtores nas ligações das instalações produtoras de gás às redes.

Os equipamentos de medição de gás natural podem incluir cromatógrafos (para análise da composição química do gás natural) e os equipamentos necessários à telecontagem.

O fornecimento, a instalação e a manutenção dos equipamentos de medição de gás natural constituem encargo das entidades anteriormente indicadas, enquanto proprietárias dos mesmos.

Os clientes ficam fiéis depositários dos equipamentos de medição de gás natural, nomeadamente para efeitos da sua guarda e restituição findo o contrato de fornecimento, desde que terceiros não tenham acesso livre aos equipamentos. É dever do cliente informar o proprietário do equipamento de medição de gás natural ou o comercializador a que está contratualmente ligado, caso detete danos visíveis no equipamento de medição de gás natural.

O disposto anteriormente não prejudica que o cliente, por acordo com o operador de rede, possa adquirir, instalar e proceder à manutenção do respetivo equipamento de medição, desde que sejam cumpridas todas as especificações técnicas estabelecidas no Guia de Medição, bem como na legislação em vigor sobre controlo metrológico.

O operador de rede pode instalar, a pedido e por conta do cliente, equipamentos acessórios ou complementares ao sistema de medição de gás natural com a configuração estabelecida no Guia de Medição.

Todos os pontos do sistema de medição de gás natural passíveis de serem violados devem ser selados pelo respetivo operador da rede.

A entidade responsável pela instalação dos equipamentos de medição de gás natural deve garantir, a todo o tempo, a existência da documentação necessária à comprovação da conformidade dos sistemas de medição de gás natural, incluindo a telecontagem, com as presentes regras, nomeadamente os esquemas de ligação devidamente atualizados, as características dos elementos constituintes da CM e os boletins de ensaios, realizados em laboratório acreditado.

### **9.1 Instalações de clientes finais com duplo equipamento de medição de gás natural**

Sempre que o cliente assim o pretenda, pode ser instalado um segundo equipamento de medição de gás natural, de características metrológicas idênticas ou superiores às do equipamento instalado pelo operador de rede.

Os encargos decorrentes da existência de um segundo equipamento de medição de gás natural são da responsabilidade do cliente.

O segundo equipamento de medição de gás natural fica sujeito ao programa de verificação periódica e obrigatória aplicável ao ponto de entrega, bem como à disciplina das verificações extraordinárias, nos termos do ponto 13.

O cliente deve, quando solicitado pelo respetivo operador de rede, disponibilizar, no prazo máximo de 30 dias, o relatório da última verificação realizada ao equipamento de medição de gás natural.

A selagem ou a retirada dos selos do segundo equipamento de medição de gás natural é da competência exclusiva do operador de rede.

Quando existir duplo equipamento de medição de gás natural deve ser considerada a média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos de medição de gás natural para efeitos de faturação. Para o efeito, deve ser facultado o acesso do ORD ao segundo equipamento de medição. No caso de instalações telecontadas, cabe ao detentor da instalação assegurar o cumprimento de todos os requisitos com vista à integração do segundo equipamento de medição no sistema de telecontagem do ORD.

Sempre que um dos equipamentos de medição de gás natural apresente um erro superior ao da sua classe de exatidão, tal como estabelecido no ponto 10.8, são consideradas as indicações fornecidas pelo equipamento de medição de gás natural que não apresente defeito de funcionamento.

Na eventualidade de existir uma anomalia simultânea nos dois equipamentos de medição de gás natural, são adotados os procedimentos descritos no ponto 22, no âmbito da correção de anomalias de medição e leitura.

**Secção III****ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL****10. ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL**

O requisitante de uma ligação à rede de gás natural deve disponibilizar o espaço necessário para a montagem dos equipamentos de medição de gás natural e garantir as condições para a correspondente manutenção, verificação e leitura, designadamente em termos de acessibilidade.

**10.1 Contador de gás natural****10.1.1 Características do contador de gás natural**

Os contadores de gás natural a instalar devem possuir características adequadas aos diversos regimes de funcionamento, à pressão de serviço, à capacidade contratada, ao local onde forem montados e devem estar aprovados para medição fiscal. Adicionalmente, os contadores de gás natural devem ter visores que permitam a visualização dos valores das grandezas medidas intervenientes na faturação, com dígitos bem contrastados, claramente visíveis em locais bem ou mal iluminados.

Os contadores de gás natural de instalações de clientes finais que permitam a transmissão de dados devem estar equipados com medidas de proteção da privacidade dos dados, que possam ser considerados dados pessoais, nos termos da lei da proteção de dados.

Em função da especificidade da instalação e dos critérios técnicos do operador de rede, utilizam-se os seguintes tipos de contador de gás natural: turbina, membrana, pistões rotativos, vortex, ultrassónico e mássico (coriolis).

**10.1.2 Instalação do contador de gás natural****10.1.2.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1**

Os sistemas de medição de gás natural devem estar no limite de propriedade, com acessibilidade permanente, de forma a serem efetuadas as intervenções tidas por convenientes.

As exigências na instalação dependem do tipo de contador de gás natural a instalar. No entanto, todos devem possuir tubagem de alinhamento do fluxo de gás natural e válvulas de seccionamento a montante e a jusante, que permitam a intervenção no equipamento. O contador de gás natural deve ser instalado tendo em conta o sentido de deslocamento do gás natural.

**10.1.2.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2**

Os PRM, os PM e os respetivos equipamentos de medição de gás natural devem estar no limite de propriedade, com acessibilidade permanente, de forma a serem efetuadas as intervenções tidas por convenientes. As exigências na instalação dependem do tipo de contador de gás natural a instalar e devem estar de acordo com as especificações da respetiva aprovação de modelo.

Nos sistemas de medição de gás natural em que não esteja prevista a instalação de DECVG, o contador de gás natural deve ser instalado o mais próximo possível do regulador/estabilizador de pressão, respeitando as distâncias mínimas estabelecidas na aprovação de modelo.

Nos sistemas de medição de gás natural onde esteja prevista a instalação de DECVG, as sondas de pressão e temperatura devem ser colocadas de modo a não interferirem na qualidade da medição. A sonda de pressão deve ser instalada a montante da CM (ou no próprio corpo do contador de gás natural) e a sonda de temperatura deve ser instalada a jusante da CM (ou no próprio corpo do contador de gás natural).

**10.2 Elemento primário de medição de pressão do gás natural**

O elemento primário de medição de pressão do gás natural (transmissor de pressão / transdutor de pressão) tem como objetivo fornecer ao DECVG medições instantâneas das condições de pressão em que se encontra o gás natural.

O elemento primário de medição de pressão do gás natural deve ser escolhido mediante a pressão de serviço e o tipo de sistema de medição de gás natural.

O elemento primário de medição de pressão do gás natural pode ser interno ou externo. Em geral, os elementos primários de medição de pressão do gás natural internos são montados em transdutores internos (corretores, mais utilizados nos sistemas de medição de gás natural de categoria 2) e os externos estão ligados aos denominados transdutores externos (computadores de caudal, mais utilizados nos sistemas de medição de gás natural de categoria 1).

#### 10.2.1 Características do elemento primário de medição de pressão do gás natural

##### 10.2.1.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1

O elemento primário de medição de pressão do gás natural deve medir em condições de pressão absoluta e transmitir as medidas em protocolo 4-20 mA HART ao respetivo DECVG para conversão analógico/digital e cálculo do valor do volume de gás natural às condições base. Para além disso, o elemento primário de medição de pressão do gás natural deve estar aprovado para medição fiscal e cumprir os requisitos de segurança elétrica adequados ao ambiente em que se encontra instalado.

##### 10.2.1.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2

O elemento primário de medição de pressão do gás natural deve cumprir os requisitos de segurança elétrica adequados ao ambiente em que se encontra instalado e às classes de pressão e de precisão requeridas para efeitos metrológicos.

#### 10.2.2 Instalação do elemento primário de medição de pressão do gás natural

O tipo de instalação a que fica sujeito o elemento primário de medição de pressão do gás natural depende do tipo de DECVG e do tipo de transmissor utilizado (interno ou externo).

Os elementos primários de medição de pressão do gás natural internos ficam dependentes da instalação do DECVG, ficando este localizado junto do contador de gás natural, em suporte apropriado ou colocado diretamente sobre este.

Nos elementos primários de medição de pressão do gás natural externos a colocação deve ser sempre junto do contador de gás natural e numa posição vertical.

A toma de pressão do gás natural deve ser efetuada 1 DN a montante do contador de gás natural ou no corpo do contador de gás natural, num ponto adequado para esse fim.

Deve existir sempre uma válvula de três vias ou de seccionamento, de forma a ser possível fazer a verificação ou qualquer outra intervenção no equipamento.

#### 10.2.3 Parametrização do elemento primário de medição de pressão do gás natural

A parametrização do elemento primário de medição de pressão do gás natural fica a cargo do operador de rede ou da infra-estrutura a que o sistema de medição de gás natural se interligue, sendo informadas as restantes partes envolvidas.

No caso de serem utilizados transmissores de pressão autónomos, importa a determinação do intervalo de funcionamento, o qual deve ter em atenção a pressão de serviço, a variação máxima admitida para a pressão e a parametrização do DECVG. É também necessário especificar, quando aplicável, qual a pressão “pré-definida” para que numa situação de alarme a normalização possa ser feita com recurso a este valor.

### 10.3 Elemento primário de medição de temperatura do gás natural

O elemento primário de medição de temperatura do gás natural (transmissores de temperatura / sondas de temperatura) tem como objetivo fornecer ao DECVG o valor instantâneo da temperatura do gás natural no ponto de medição.

Os elementos primários de medição de temperatura do gás natural devem ser escolhidos mediante a temperatura de serviço e o tipo de sistema de medição de gás natural.

#### 10.3.1 Características do elemento primário de medição de temperatura do gás natural

##### 10.3.1.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1

A sonda de temperatura é do tipo Pt 100, ligada a um transmissor capaz de transmitir as medidas em protocolo 4-20 mA HART ao respetivo DECVG para conversão analógico/digital e cálculo do valor do volume de gás natural às condições base.

##### 10.3.1.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2

Os sistemas de medição com DECVG integram normalmente um transmissor de temperatura ou sonda de temperatura. A sonda de temperatura a instalar deve ser do tipo termoresistência Pt 100, Pt 500 ou Pt 1000, devendo respeitar as normas aplicáveis e ser compatível com o DECVG a que está ligada.

#### 10.3.2 Instalação do elemento primário de medição de temperatura do gás natural

A sonda de temperatura deve ser instalada no corpo do contador de gás natural ou a jusante deste em bainhas próprias.

A instalação do elemento primário de medição de temperatura do gás natural deve ser efetuada em conformidade com as normas aplicáveis.

#### 10.3.3 Parametização do elemento primário de medição de temperatura do gás natural

A parametrização do elemento primário de medição de temperatura do gás natural fica a cargo do operador de rede ou da infra-estrutura a que o sistema de medição de gás natural se interligue, sendo informadas as restantes partes envolvidas.

Tendo em conta que o valor de resistência das sondas de temperatura se encontra normalizado, a parametrização resume-se à configuração adequada do DECVG ou do transmissor de temperatura, caso exista, para o tipo de resistência utilizado.

Nos casos em que exista um transmissor de temperatura intercalado na *loop* de medida, torna-se necessário garantir que a gama de saída de sinal coincide com a do DECVG. É também necessário especificar, quando aplicável, qual a temperatura “pré-definida” para que numa situação de alarme a normalização possa ser feita com recurso a este valor.

### 10.4 Dispositivo Eletrónico de Conversão de Volume de Gás

O DECVG calcula o valor do volume de gás natural às condições base, utilizando os dados enviados pelos elementos primários (contador, transdutor de pressão e sonda de temperatura) em relação às condições de referência de pressão e temperatura (1,01325 bar e 0 °C). Cabe a este equipamento fazer a normalização e integração do volume de gás natural bem como arquivar e disponibilizar os dados de consumo, tanto local como remotamente.

#### 10.4.1 Características dos Dispositivos Eletrónicos de Conversão de Volume de Gás

Aos DECVG são aplicáveis os requisitos metrológicos essenciais dos contadores de gás natural e os seguintes requisitos adicionais:

- Detetar quando funciona fora das gamas indicadas pelo fabricante para os parâmetros pertinentes para a exatidão das medições. Neste caso, o aparelho deve suspender a integração da quantidade corrigida e totalizar separadamente essa quantidade pelo tempo em que estiver fora da gama de funcionamento (medição em alarme). Em alternativa, o DECVG utiliza os valores por defeito nele introduzidos, integrando a quantidade medida com erro na quantidade acumulada.
- Disponibilizar todos os valores pertinentes para a medição sem equipamento adicional, nomeadamente os valores acumulados medidos em alarme.

- Ser parametrizado para assumir valores de defeito para a pressão e a temperatura, em caso de falha dos *loops* de medição destas variáveis.

#### 10.4.1.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1

Os DECVG em sistemas de medição de gás natural de categoria 1 devem dispor de características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem e devem ser do tipo PTZ, isto é, o cálculo do volume às condições base deve ter em atenção, para além dos dados provenientes do contador de gás natural, do transdutor de pressão e da sonda de temperatura, a determinação do fator de compressibilidade. O cálculo deste fator deve ser feito com recurso à norma ISO 12213-3 – *Natural Gas – Calculation of compression factor – Calculation using physical properties (SGERG-88 – Virial Equation Simplified)*.

O DECVG deve possuir um interface local com o utilizador, normalmente um *display* ou indicador, que permita a consulta de valores instantâneos das condições do processo (caudal, pressão e temperatura). Adicionalmente, deve possuir um arquivo destes mesmos dados, indexados cronologicamente, que possa ser consultado através de acesso local com um computador que disponha de uma porta de comunicações e software apropriado. Para o efeito, o arquivo deve ter as seguintes características:

- Tempo mínimo de arquivo: 90 dias.
- Periodicidade de arquivo de dados: parametrizável entre 1 e 24 horas.
- Tempo de cálculo e aquisição de dados: máximo de 20 segundos.
- Dados a armazenar: ano, mês, dia, hora, volume do gás natural às condições base, volume do gás natural às condições de medida, volume do gás natural às condições de medida corrigido, pressão e temperatura.

#### 10.4.1.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2

O cálculo do volume do gás natural às condições base deve ter em atenção o fator de compressibilidade, para além dos valores de temperatura e pressão. O cálculo deste fator deve ser feito com recurso à norma ISO 12213-3 – *Natural Gas – Calculation of compression factor – Calculation using physical properties (SGERG-88 – Virial Equation Simplified)* ou outra internacionalmente aceite para efeitos de medição fiscal.

O DECVG deve possuir um interface local com o utilizador, normalmente um *display* ou indicador, que permita a consulta de valores instantâneos das condições do processo (caudal, pressão, temperatura e volume acumulado). Para além disso, deve possuir um arquivo destes mesmos dados, indexados cronologicamente e que possam ser consultados localmente com recurso a um computador com *software* apropriado, através de uma porta de comunicações. Para o efeito, o arquivo deve ter as seguintes características:

- Tempo mínimo de arquivo: 33 dias.
- Periodicidade de arquivo de dados: parametrizável entre 1 e 24 horas.
- Tempo de cálculo e aquisição de dados: máximo de 20 segundos.
- Dados a armazenar: ano, mês, dia, hora, volume do gás natural às condições base, volume do gás natural às condições de escoamento, pressão e temperatura.

#### 10.4.2 Instalação do Dispositivo Eletrónico de Conversão de Volume de Gás

##### 10.4.2.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1

A instalação dos DECVG deve ser efetuada em armário próprio, na sala elétrica.

#### 10.4.2.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2

O DECVG só pode ser instalado em zona classificada com risco de explosão se estiver preparado para tal, de acordo com as normas aplicáveis.

No caso da instalação ser no exterior do PRM, os locais a considerar devem estar isentos de vibrações anormais, estar ao abrigo de choques, humidade, vapores corrosivos, poeiras, temperaturas extremas e elevada exposição solar.

### 10.5 Equipamento de análise de gás natural – cromatógrafo

Os cromatógrafos têm a função de determinar a composição molar do gás natural, por método analítico, e proceder ao cálculo das características do gás natural, às condições base, para posterior utilização no cálculo da compressibilidade e consequente conversão de volume e cálculo da energia. Os limites para as características do gás natural fornecido são estabelecidos no RQS.

Em alguns pontos de medição de gás natural existem cromatógrafos ligados em tempo real aos DECVG, fornecendo uma constante atualização dos valores de CO<sub>2</sub>, densidade relativa e absoluta e PCS para o cálculo do fator de compressibilidade.

Nos pontos em que não existem cromatógrafos são introduzidos, com periodicidade máxima anual, valores constantes dos parâmetros atrás referidos, permitindo, desta forma, o respetivo cálculo.

Até ao final do mês seguinte de cada trimestre, o ORT, na sua função de GTG, deve disponibilizar aos ORD os valores dos parâmetros referidos acima, registados em cada ponto de interligação entre a RNTGN e a RNDGN, relativos ao último trimestre, com desagregação diária. Essa disponibilização deve ter também lugar sempre que ocorram alterações significativas desses parâmetros.

#### 10.5.1 Instalação do cromatógrafo

As exigências na instalação dos cromatógrafos, em relação à colheita e preparação da amostra, devem seguir os critérios e diretivas da norma ISO 10715.

Os cromatógrafos devem ser aprovados e ter certificação CENELEC.

#### 10.5.2 Parametrização do cromatógrafo

A parametrização dos cromatógrafos fica a cargo do operador de rede ou da infra-estrutura a que o ponto de medição de gás natural se interligue, sendo informadas as restantes partes envolvidas.

Para esta parametrização recorre-se à norma ISO 6976 – *Natural Gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index*.

### 10.6 Cálculo da energia

#### 10.6.1 Pontos de medição de gás natural com cromatógrafo

Os pontos de medição de gás natural com cromatógrafo possuem um DECVG que calcula o valor da energia ( $E$ ) a partir do caudal do gás natural às condições base ( $Q_b$ ) e do PCS disponibilizado em tempo real, de acordo com a seguinte expressão:

$$E = \int_{Q_b} PCS dt [kWh]$$

#### 10.6.2 Pontos de medição de gás natural sem cromatógrafo

Nos pontos de medição de gás natural sem cromatógrafo, o cálculo da energia ( $E$ ) é realizado utilizando o volume do gás natural às condições base ( $V_b$ ) e o respetivo PCS médio diário ( $\overline{PCS}$ ) validado para o respetivo ponto de entrega, nos termos definidos no RQS e de acordo com a seguinte expressão:

$$E = V_b \overline{PCS} \text{ [kWh]}$$

### 10.7 Troços de tubagem (Spools)

#### 10.7.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1

O elemento primário de medição de caudal é instalado com troços de tubagem (*spools*) de alinhamento do fluxo de gás natural a montante e a jusante, sendo estes troços parte integrante do sistema de medição de gás natural, e cujos diâmetros nominais devem estar de acordo com a tabela seguinte:

	<i>Spool a Montante</i>	<i>Contador</i>	<i>Spool a Jusante</i>	<i>Total</i>
<b>GRMS</b>	10 DN	3 DN	5 DN	18 DN
<b>PRM</b>	5 DN	3 DN	3 DN	11 DN

Adicionalmente, o sistema de medição de gás natural deve apresentar as seguintes características:

- As flanges devem ser de uma classe de pressão concordante com as condições de pressão do processo.
- À entrada e saída de cada CM devem existir válvulas de seccionamento. Nas GRMS as válvulas de saída devem possuir um atuador elétrico, de forma a permitir a atuação remota.
- Nas GRMS com um único elemento primário de medição de caudal por CM, deve existir uma linha de interligação entre as duas CM com uma estrutura em “Z” de forma a permitir a colocação destas em série para a realização de calibrações por comparação entre medidores.
- Nos PRM deve existir uma linha de *by-pass* com o mesmo comprimento que o conjunto que compõe a CM (11 DN) de forma a poder ser feita qualquer intervenção no sistema sem necessitar de interromper o fornecimento de gás natural.

#### 10.7.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2

O sistema de medição, para além do contador de gás natural, das sondas de pressão e temperatura e do DECVG, pode incluir ainda troços de tubagem (*spools*) de alinhamento do fluxo de gás natural a montante e a jusante do contador de gás natural, cujos comprimentos devem estar de acordo com o especificado na homologação do contador de gás natural e ter por base as especificações do ORD.

### 10.8 Erros máximos admissíveis

Nas condições de funcionamento homologadas e na ausência de perturbações, o valor do erro de medição não deve exceder o EMA estabelecido nos requisitos específicos aplicáveis ao equipamento em causa.

Salvo indicação em contrário nos requisitos específicos relativos a cada categoria de equipamento, o EMA é expresso como valor do desvio, por excesso e por defeito, em relação ao valor real da grandeza medida.

#### 10.8.1 Contadores de gás natural

Os EMA dos contadores de gás natural dos sistemas de medição de categoria 1 e dos sistemas de medição de categoria 2 são os estabelecidos na legislação aplicável, nomeadamente no Decreto-Lei n.º 45/2017, de 27 de abril.

#### 10.8.2 Dispositivos Eletrónicos de Conversão de Volume de Gás

O EMA dos DECVG para o fator de conversão é de 1%.

#### 10.8.3 Cromatógrafos

O EMA dos cromatógrafos para o PCS e para a densidade é de 0,2%.

### 10.9 Telecontagem

#### 10.9.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1

Nos pontos de entrada na RNTGN e na fronteira entre a RNTGN e a RNDGN deve ser instalado, localmente, por cada ponto físico de ligação, um sistema remoto de telecontagem de gás natural, constituído por uma ou mais RTU e pelas respetivas ligações.

A RTU é um concentrador remoto, que recebe e processa toda a informação proveniente dos diferentes DECVG da instalação, garantindo o seu armazenamento em memória não volátil, durante um período mínimo de 6 meses. A transmissão da informação entre os contadores de gás natural e a RTU é suportada em ligações físicas permanentes.

A RTU deve, ainda, ter capacidade de deteção e memorização de alarmes de funcionamento anormal.

A transmissão da informação entre as RTU e as UCT é suportada em adequados sistemas de telecomunicações.

#### 10.9.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2

O sistema remoto de telecontagem de gás natural, quando existente, é constituído por uma ou mais RTU e pelas respetivas ligações.

A RTU é um concentrador remoto, que recebe e processa toda a informação proveniente dos diferentes contadores de gás natural da instalação, garantindo o seu armazenamento em memória não volátil, durante um período mínimo de 6 meses.

A RTU deve, ainda, ter capacidade de deteção e memorização no equipamento remoto ou no equipamento central de alarmes de funcionamento anormal (alimentação de energia e comunicações), durante um período de 6 meses.

A transmissão de dados para a UCT é efetuada periodicamente ou em contínuo, consoante o processo de comunicação utilizado.

## Secção IV

### ACESSO AOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

#### 11. ACESSO LOCAL

Os agentes dos operadores das redes, devidamente identificados, devem ter livre acesso aos locais das instalações ligadas à sua rede onde estejam instalados os equipamentos de medição de gás natural, designadamente para efeitos de leitura, conservação ou substituição, bem como para verificação e ensaio.

Para além dos operadores das redes, também os clientes, os produtores, os respetivos comercializadores e o OLMC devem ter acesso aos equipamentos de medição de gás natural, designadamente para efeitos de leitura e de verificação dos respetivos selos.

#### 12. ACESSO REMOTO

As seguintes entidades têm direito de acesso remoto à RTU associada a cada ponto de medição:

- a) O ORT nos pontos de medição de instalações ligadas à RNTGN.

- b) Os ORD nos pontos de medição de instalações ligadas à RNDGN.
- c) Os clientes finais e os seus comercializadores relativamente às instalações de consumo.
- d) Os produtores e os seus comercializadores nas ligações das instalações de produção às redes.
- e) O OLMC nos pontos de medição de instalações de consumo.

A autorização e o cancelamento do acesso remoto por entidades terceiras (que não os operadores das redes) à RTU associada a cada ponto de medição cabe aos respetivos clientes finais e produtores. Com o propósito de garantir o seu acesso aos dados em tempo útil e em condições de segurança, os operadores das redes podem utilizar privilégios de acesso.

As entidades com direito de acesso remoto à RTU associada a cada ponto de medição são responsáveis por garantir a proteção da privacidade dos dados dos clientes finais e dos produtores, nos termos estabelecidos por lei.

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

Em instalações com sistema de telecontagem, existindo um segundo equipamento de medição de gás natural a utilizar para efeitos de faturação, a entidade responsável por esse equipamento deve equipá-lo para que possa ser integrado no sistema de telecontagem.

#### Secção V

### PROCEDIMENTOS DE ENSAIO E VERIFICAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

#### 13. PROCEDIMENTOS DE ENSAIO E VERIFICAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

##### 13.1 Verificação dos sistemas de medição de gás natural

A verificação de cada um dos equipamentos que constituem o sistema de medição de gás natural é obrigatória nos termos e com a periodicidade estabelecida na legislação em vigor sobre controlo metrológico e no Guia de Medição, devendo estar formalizada num plano de verificação metrológica.

As ações de verificação dos sistemas de medição sendo, nos termos da legislação aplicável, competência do IPQ, devem ser por este realizadas ou, por delegação de competências, por organismos de verificação metrológica, acreditados pelo IPAC ou por organismos internacionais por este reconhecidos.

Os encargos com a verificação de cada um dos equipamentos que constituem o sistema de medição de gás natural são da responsabilidade do respetivo proprietário, salvaguardado o disposto no ponto 13.3, relativo às verificações extraordinárias.

Antes de qualquer ação de verificação, todas as partes intervenientes devem ser informadas, com uma antecedência mínima de 3 dias úteis. Adicionalmente, devem ser deixadas no local Notas de Visita nas situações de substituição ou alteração da parametrização de equipamentos do sistema de medição de gás natural.

Na sequência de uma ação de verificação deve ser elaborado um relatório que evidencie as anomalias detetadas e que siga o modelo constante previsto em documento complementar, nos termos do ponto 4 do Guia de Medição.

Sempre que solicitado, o proprietário do sistema de medição de gás natural deve informar, no prazo máximo de 30 dias, sobre a data em que foi efetuada a última verificação, bem como do seu resultado, designadamente com base nos relatórios das ações de verificação, e das suas consequências, em particular nas situações em que se verifiquem impactes na faturação.

Na eventualidade de acerto de faturação, são adotados os procedimentos descritos no ponto 22, no âmbito da correção de anomalias de medição e leitura.

O proprietário do sistema de medição de gás natural está obrigado a garantir o arquivo e o registo auditável de todas as ações de verificação, pelo prazo não inferior a 3 anos.

### 13.2 Verificação periódica

As verificações periódicas são obrigatórias, devendo ser realizadas de acordo com a periodicidade prevista.

### 13.3 Verificação extraordinária

Sempre que uma das partes detete ou suspeite, justificadamente, da existência de uma anomalia de medição em qualquer dos equipamentos que compõem o sistema de medição de gás natural, este deve ser sujeito a uma verificação extraordinária.

Os encargos com a verificação extraordinária dos equipamentos de medição de gás natural são da responsabilidade das seguintes entidades:

- Entidade que solicitou a verificação extraordinária, nos casos em que a verificação efetuada ao equipamento vier a comprovar que o mesmo funciona corretamente.
- Proprietário do equipamento, nas restantes situações.

### 13.4 Reparação e substituição dos sistemas de medição de gás natural

O proprietário do sistema de medição de gás natural deve decidir, em função da informação de que dispõe, nomeadamente do resultado das verificações efetuadas, se procede à reparação ou à substituição do sistema de medição de gás natural em causa.

Caso o sistema de medição de gás natural seja objeto de reparação, deve obrigatoriamente ser verificado o seu correto funcionamento, por entidade acreditada para o efeito, sob responsabilidade da entidade proprietária do sistema de medição de gás natural.

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

### 13.5 Periodicidade das verificações periódicas

A periodicidade das verificações periódicas dos equipamentos que constituem o sistema de medição de gás natural é a indicada nos pontos seguintes.

Os operadores das redes, para além de darem cumprimento às periodicidades de verificação metrológica definidas, elaboram um plano de inspeção às CM, no sentido de continuarem a assegurar o correto funcionamento dos sistemas de medição de gás natural. O plano referido deve contemplar a análise dos diversos fatores que afetam diretamente a qualidade da medição.

#### 13.5.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1

A periodicidade de verificação das diferentes tipologias de sistemas de medição de gás natural de categoria 1 é indicada na tabela seguinte.

Equipamento	Tipologia	Periodicidade da verificação	Local da verificação
DECVG, transmissores, sondas de pressão e temperatura, cromatógrafo e provas série *	Estações > 120 000 m <sup>3</sup> (n) / h	6 meses	Estação
	Estações < 120 000 m <sup>3</sup> (n) / h	1 ano	
Cromatógrafo	Estações > 120 000 m <sup>3</sup> (n) / h	6 meses	Estação
Contador de gás natural	Turbina	8 anos	Laboratório
	Outros	10 anos	

\* Verificação periódica efetuada na Estação: verificam-se os equipamentos que constituem o sistema de medição de gás natural, colocando-se os elementos primários de medição de caudal em série, permitindo assim verificá-los por comparação.

## 13.5.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2

A periodicidade de verificação dos diferentes tipos de contadores de gás natural que podem integrar os sistemas de medição de gás natural de categoria 2 é indicada na tabela seguinte.

Tipo de contador	Periodicidade de verificação
Membrana	20 anos
Ultrassónico	10 anos
Mássico/Coriólis	10 anos
Pistões	6 anos
Turbina	6 anos

As sondas de pressão, as sondas de temperatura e os DECVG, se existirem, são igualmente sujeitos a verificação com periodicidade igual à do contador a que se encontrem ligados.

#### 14. ALTERAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL EM SERVIÇO

Qualquer alteração efetuada a um sistema de medição de gás natural em serviço, deve respeitar todas as especificações técnicas, os requisitos e os procedimentos técnicos e de segurança aplicáveis, bem como as disposições expressas no Guia de Medição.

Antes de qualquer alteração programada a um sistema de medição de gás natural em serviço, todas as partes intervenientes devem ser informadas, com uma antecedência mínima de 3 dias úteis. Adicionalmente, devem ser deixadas no local Notas de Visita nas situações de substituição ou alteração da parametrização de contadores de gás natural, mesmo no caso de alterações não programadas.

Sempre que disponível e necessário, deve usar-se a linha de *by-pass* ao contador de gás natural durante a execução das alterações ao sistema de medição de gás natural. Nesta situação, devem anotar-se os valores de volume, pressão, temperatura, fator de correção e outros que se considerem relevantes, bem como a hora de início e fim da circulação de gás pela linha de *by-pass*, para posterior estimativa de consumos.

O proprietário do equipamento de medição de gás natural está obrigado a garantir o arquivo e o registo auditável de todas as ações de alteração de sistemas de medição de gás natural em serviço, pelo prazo não inferior a 3 anos.

#### 15. PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO E TELECONTAGEM

A validação das comunicações (compatibilidade do protocolo utilizado e do canal de comunicação) e das parametrizações das RTU deve ser efetuada com recurso aos dados recolhidos remotamente, comparando-os com os valores memorizados localmente. Esta validação deve ser feita sempre que um sistema é colocado ou recolocado em serviço e, pelo menos, uma vez por ano.

Quando houver necessidade de efetuar atualizações do sistema de telecontagem, deve ser sempre assegurada a compatibilidade entre as RTU e a UCT.

A manutenção das RTU é da responsabilidade dos respetivos proprietários, incluindo, entre outras, as seguintes tarefas: vigilância dos alarmes gerados e recebidos, verificação dos elementos de segurança, controlo das comunicações com os sistemas de medição de gás natural, verificação e sincronização das bases de tempo, verificação dos dados em arquivo, garantia dos procedimentos de segurança e “*backup*” e análise da coerência de leituras.

#### 16. PARAMETRIZAÇÃO REMOTA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL E RESPETIVOS PROCEDIMENTOS

Os DECVG que se encontram nos sistemas de medição de gás natural com telecontagem devem poder ser parametrizáveis remotamente via RTU, a partir do centro de despacho.

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

Os parâmetros do equipamento de medição de gás natural suscetíveis de serem parametrizáveis remotamente devem ser aqueles que não invalidam as ações de verificação de certificação realizadas. Com base neste princípio, e de modo a garantir o controlo metrológico dos equipamentos de medição de gás natural, o correto estabelecimento dos circuitos, a adequação dos elementos da CM e a correta aquisição remota dos dados de contagem, admite-se a parametrização remota dos seguintes parâmetros:

- Tabela de feriados.
- Mudança de hora Verão-Inverno e Inverno-Verão.
- Ciclo tarifário.
- Sincronização manual.
- Palavra-passe de acesso remoto.
- Data de fecho de faturação.
- Atualização de *firmware*.

Todas as alterações devem ser comunicadas às diferentes partes envolvidas, com a antecedência mínima de 3 dias úteis, previamente à sua realização.

## **17. SELAGEM DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO E TELECONTAGEM**

O objetivo da selagem é o de evitar a violação de dados ou a alteração indevida da parametrização dos equipamentos que constituem o sistema de medição de gás natural e o sistema de telecontagem, visando a salvaguarda da garantia de fiabilidade do processo de medição. Assim, no decurso do processo de comissionamento, bem como no fim de qualquer intervenção, incluindo os procedimentos de ensaio e verificação, todos os equipamentos do sistema de medição de gás natural e respetivo *by-pass* (no caso de existir) devem ser selados.

A selagem ou a retirada dos selos do sistema de medição de gás natural é da competência exclusiva do operador de rede.

### **Capítulo III**

#### **LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL**

##### **Secção I**

#### **GRANDEZAS A CONSIDERAR PARA EFEITOS DE FATURAÇÃO**

## **18. GRANDEZAS A CONSIDERAR PARA EFEITOS DE FATURAÇÃO**

A medição e leitura dos equipamentos de medição de gás natural, bem como o processamento dos dados, têm como principal objetivo a determinação das grandezas relevantes para efeitos de faturação, as quais, de acordo com o estabelecido no RRC, são as seguintes:

- Faturação do acesso às redes
  - Capacidade base anual – corresponde a um valor diário de capacidade contratada pelo cliente, em kWh/dia.
  - Capacidade diária – corresponde ao consumo diário, em kWh/dia.
  - Capacidade mensal – corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura, em kWh/dia.
  - Capacidade mensal adicional – corresponde à diferença entre a capacidade mensal determinada no mês de faturação e a capacidade base anual, se positiva, em kWh/dia.

- Capacidade utilizada – corresponde ao máximo consumo diário registado nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita, em kWh/dia.
- Energia – a energia fornecida é faturada por aplicação dos preços definidos por período tarifário, por escalão de consumo, por tipo de leitura e por nível de pressão, em euros por kWh.
- Faturação do uso da rede de transporte
  - Capacidade contratada – corresponde à capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade definidos no RARII, para diversos horizontes temporais, em kWh/dia.
  - Energia – corresponde à energia nomeada em cada ponto de saída da rede de transporte, em kWh.
- Faturação do uso do terminal de GNL
  - Capacidade de armazenamento contratada no terminal de GNL – corresponde ao valor da capacidade reservada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade definidos no RARII, em kWh/dia.
  - Energia entregue pelo terminal de GNL – determinada pela quantidade de gás natural entregue pelo operador da infraestrutura sob a forma liquefeita, para o transporte por rodovia, ou sob a forma gasosa, para o transporte por gasoduto, em kWh.
  - Capacidade de regaseificação contratada – corresponde à capacidade reservada, pelo agente de mercado no processo de atribuição de capacidade definido no RARII, para diversos horizontes temporais, em kWh/dia.
  - Energia recebida no terminal de GNL – correspondente à quantidade de gás natural recebida sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo, entregue pelo utilizador, em kWh.
- Faturação do uso do armazenamento subterrâneo
  - Energia injetada – corresponde à energia entregue a uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás natural, em kWh.
  - Energia extraída – corresponde à energia entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo na rede de transporte de gás natural, em kWh.
  - Capacidade de armazenamento contratada – corresponde à capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade definidos no RARII, para diversos horizontes temporais, em kWh.

## Secção II

### LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

#### 19. RESPONSABILIDADE PELA LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

Como regra geral, a responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição de gás natural é do respetivo proprietário, sem prejuízo do disposto nos pontos seguintes.

##### 19.1 Pontos de medição das ligações entre a RNTGN e as redes fora do território nacional

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição de gás natural das ligações entre a RNTGN e as redes fora do território nacional é do ORT.

**19.2 Pontos de medição das ligações entre a RNTGN e os terminais de GNL ou as instalações de armazenamento subterrâneo**

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição de gás natural das ligações entre a RNTGN e os terminais de GNL ou as instalações de armazenamento subterrâneo é do ORT.

Os operadores dos terminais de GNL e das instalações de armazenamento subterrâneo têm também a possibilidade de efetuar a leitura destes equipamentos de medição de gás natural.

**19.3 Pontos de medição das ligações entre os terminais de GNL e os postos de receção e enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima ou os postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia**

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição de gás natural das ligações entre os terminais de GNL e os postos de enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima ou os postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia é do respetivo operador de terminal de GNL.

**19.4 Pontos de medição das ligações entre a RNTGN e as redes de distribuição**

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição de gás natural das ligações entre a RNTGN e as redes de distribuição é do ORT.

Os ORD têm também a possibilidade de efetuar a leitura destes equipamentos de medição de gás natural.

**19.5 Pontos de medição das ligações entre redes de distribuição de diferentes ORD**

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição de gás natural das ligações entre redes de distribuição de diferentes ORD é do ORD da rede de distribuição de montante.

Os ORD das redes de distribuição de jusante têm também a possibilidade de efetuar a leitura destes equipamentos de medição de gás natural.

**19.6 Pontos de medição das ligações entre as UAG e as redes de distribuição**

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição de gás natural das ligações entre as UAG e as redes de distribuição é do ORD respetivo.

A medição de energia na entrada das UAG a partir do transporte por rodovia não obriga à instalação de equipamentos de medição de gás natural, podendo ser efetuada através da utilização de métodos de medição indiretos baseados no volume ou no peso de GNL descarregado.

**19.7 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 de gás natural é o operador da rede a que as instalações estão ligadas.

Os clientes, os respetivos comercializadores e o OLMC têm também a possibilidade de efetuar a leitura destes equipamentos de medição de gás natural.

Os clientes finais de instalações não telecontadas podem comunicar as leituras do equipamento de medição de gás natural ao ORD ou ao comercializador respetivo, devendo utilizar os meios que estes disponibilizem para o efeito, nomeadamente a comunicação telefónica ou eletrónica. Os ORD e os comercializadores devem coordenar-se no sentido de garantir que todas as leituras válidas comunicadas pelos clientes sejam registadas, transmitidas entre si e ao OLMC e utilizadas para todos os efeitos legais previstos, designadamente, no âmbito do RRC.

**19.8 Pontos de medição de instalações de produção de gás**

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição de gás natural das instalações de produção é do operador da rede a que estejam ligadas e do próprio produtor, os quais devem acordar os procedimentos de leitura.

## 20. LEITURA

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

Dependendo do ponto de medição, a recolha da leitura pode ser realizada diretamente dos equipamentos de medição de gás natural, designadamente, pelas seguintes entidades:

- a) O operador de rede.
- b) O cliente.
- c) O comercializador.
- d) O produtor de gás.
- e) O OLMC.

### 20.1 Acesso local

A leitura local caracteriza-se por ser feita junto dos equipamentos de medição de gás natural.

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

Sempre que as leituras comunicadas pelos clientes, pelos comercializadores ou pelos produtores de gás sejam válidas, os respetivos operador de rede e comercializador devem considerá-las para todos os efeitos e em tempo útil.

#### 20.1.1 Motivo da leitura

Consideram-se os seguintes motivos de leitura:

- a) Leitura de ciclo.
- b) Leitura fora de ciclo.
- c) Leitura extraordinária.
- d) Leitura do cliente.

#### 20.1.2 Leitura de ciclo

A leitura de ciclo é a leitura obtida periodicamente, de acordo com o ciclo de leituras implementado por cada ORD.

Para os clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n), o intervalo entre duas leituras não deve exceder os dois meses.

Para os restantes clientes, quando não disponham de equipamento de telecontagem, a periodicidade de leitura deve ser mensal.

Os ORD devem diligenciar no sentido dos clientes serem avisados da data em que irão proceder a uma leitura do equipamento de medição de gás natural, ou de que foi tentada, sem êxito, essa leitura, utilizando os meios que considerem adequados para o efeito.

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

#### 20.1.3 Leitura fora de ciclo

A leitura fora de ciclo é a leitura não periódica, realizada por cada ORD.

#### 20.1.4 Leitura extraordinária

Se, por facto imputável ao cliente, após duas tentativas, não for possível o acesso ao equipamento de medição de gás natural, para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os 6 meses consecutivos, e não existindo qualquer comunicação por parte do cliente sobre os dados de consumo durante o mesmo período, o ORD pode promover a realização de uma leitura extraordinária.

A data de realização da leitura extraordinária deve ser acordada entre o cliente e o seu comercializador, que procede ao agendamento em articulação com o ORD respetivo. 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.

Acordada a data para a realização da leitura extraordinária, se não for possível o acesso ao equipamento de medição de gás natural, por facto imputável ao cliente, o ORD pode interromper o fornecimento nos termos previstos no RRC.

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

No âmbito do processo de mudança de comercializador, quer o comercializador novo, quer o comercializador cessante, podem exigir a realização de uma leitura extraordinária para efeitos de definição da leitura e da data de mudança, nos termos dos procedimentos de mudança de comercializador.

#### 20.1.5 Leitura do cliente

A leitura do cliente é a leitura comunicada pelo cliente ou pelo seu comercializador ao ORD respetivo.

### 20.2 Acesso remoto

A leitura remota dos equipamentos de medição de gás natural efetua-se através dos sistemas de comunicação previstos no ponto 10.9.

#### 20.2.1 Leitura de ciclo

Para todas as instalações de produção de gás e para as instalações de consumo cuja obtenção da leitura seja por acesso remoto, a periodicidade da leitura de ciclo deve ser:

- Intradiária, isto é, no mínimo, duas vezes por dia gás, para as instalações ligadas à RNTGN.
- Diária, para as instalações ligadas às redes de distribuição, sem prejuízo de, de acordo com a evolução dos sistemas e observados critérios de racionalidade económica, poder ser intradiária.

#### 20.2.2 Impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao cliente

O cliente ou o produtor não podem efetuar, por sua iniciativa, o corte sistemático ou prolongado do fornecimento de energia elétrica aos elementos do equipamento de medição de gás natural. Caso se verifique esta situação, o cliente ou o produtor deve alimentar o equipamento de medição de gás natural e os módulos de comunicação através de uma fonte de alimentação externa, ininterrupta.

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

### Secção III

## CORREÇÃO DE VOLUMES MEDIDOS E CONVERSÃO EM ENERGIA

### 21. CORREÇÃO DE VOLUMES MEDIDOS E CONVERSÃO EM ENERGIA

Os equipamentos de medição de gás natural registam o volume de gás natural nas condições em que este se encontra no momento da medição. Estas condições são, normalmente, denominadas de condições de escoamento. A fim de poder efetuar a faturação do gás natural consumido em unidades de energia, tal como estabelecido no RRC, é necessário proceder à conversão dos volumes medidos, nos termos previstos neste ponto.

#### 21.1 Fator de conversão

Para efetuar a conversão da unidade de medida dos contadores, volume ( $m^3$ ), para energia (kWh), e tendo em conta que o valor energético do gás natural se entende referido ao PCS medido nas condições de base, o procedimento de cálculo é o seguinte:

$$E[kWh] = Vm[m^3] * F_c \left[ \frac{kWh}{m^3} \right]$$

Sendo

E – Energia do gás natural entregue no ponto de fornecimento e a ser considerada para efeitos de faturação

Vm – Volume de gás natural às condições de medida

F<sub>c</sub> – Fator de conversão, calculado da seguinte forma:

$$F_c \left[ \frac{kWh}{m^3} \right] = PCS \left[ \frac{kWh}{m^3(n)} \right] * F_{CV} \left[ \frac{m^3(n)}{m^3} \right]$$

Sendo

PCS – Poder Calorífico Superior do gás natural no ponto de medida, considerando as condições de referência

F<sub>CV</sub> – Fator de correção de volume devido às condições de medida, calculado nos termos do ponto seguinte

#### 21.2 Fator de correção de volume

A correção do volume de gás natural medido nas condições de escoamento ( $m^3$ ) para as condições de referência ( $m^3(n)$ ) realiza-se mediante uma das seguintes formas:

- Uso de DECVG que realiza a correção de forma contínua, integrando os sinais de pressão e temperatura medidos nos correspondentes transmissores. Neste caso, para efeitos de leitura e faturação são recolhidos diretamente do DECVG os valores corrigidos.
- Com recurso a um fator de correção de volume (F<sub>CV</sub>) calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$F_{CV} \left[ \frac{m^3(n)}{m^3} \right] = F_{CT} * F_{CP}$$

Sendo

$F_{CT}$  – Fator de correção de temperatura

$F_{CP}$  – Fator de correção de pressão

### 21.3 Fator de correção de temperatura

O fator de correção de temperatura é calculado da seguinte forma:

$$F_{CT} = \frac{273,15}{273,15 + T_{gás}}$$

Sendo

$T_{gás}$  - Temperatura do gás natural no ponto de medida, em função da região onde se situa a instalação, de acordo com a tabela seguinte

Rede de distribuição	Temperatura do gás natural no ponto de medida ( $T_{gás}$ )	$F_{CT}$
Lisboagás	17 °C	0,941410
Setgás	16 °C	0,944665
Lusitaniagás	16 °C	0,944665
Medigás	18 °C	0,938176
Paxgás	15 °C	0,947944
Dianagás	16 °C	0,944665
Tagusgás	16 °C	0,944665
Duriensegás	11 °C	0,961288
Sonorgás	11 °C	0,961288
Beiragás	13 °C	0,954569
EDP gás	15 °C	0,947944

### 21.4 Fator de correção de pressão

O fator de correção de pressão é calculado da seguinte forma:

$$F_{CP} = \frac{P_c + 1,01325}{1,01325}$$

Sendo

$P_c$  – Pressão relativa de fornecimento (bar)

A pressão relativa de fornecimento ( $P_c$ ) é a pressão de calibração do redutor situado imediatamente a montante do equipamento de medição de gás natural, ou a transmitida pela sonda correspondente caso exista um DECVG (do tipo PTZ).

Os ORD e os comercializadores estão obrigados a garantir o arquivo e o registo auditável da informação e dos procedimentos associados ao registo e comunicação da pressão relativa de fornecimento, por prazo não inferior a 3 anos.

### 21.5 Poder Calorífico Superior

A conversão do volume de gás natural em energia considera o valor do PCS do gás natural como sendo medido nas condições de referência.

O PCS a considerar nesta conversão é determinado de duas formas distintas, consoante o tipo de medição na instalação de consumo:

- Clientes com medição de registo diário ou intradiário: o PCS é dado pelo valor médio diário medido na GRMS do ponto de entrega da RNTGN associado a cada instalação de consumo. No caso dos clientes ligados a redes de distribuição abastecidas por UAG, o PCS a considerar é calculado pelo respetivo ORD com base na ponderação entre o PCS do gás natural existente na UAG, o PCS do gás natural descarregado, que assume o valor do PCS medido no local da carga, e os respetivos níveis da UAG antes e depois da descarga.

- Clientes sem medição de registo diário ou intradiário: Valor correspondente à média aritmética dos valores de PCS, verificados em cada ponto de entrega, relativos a todos os dias englobados no período de faturação. O valor do PCS aplicado em cada período de faturação é determinado pela média aritmética dos valores de PCS diário correspondentes. Os ORD devem divulgar na sua página da internet os valores dos PCS diários verificados na sua rede e, sempre que solicitado, são obrigados a disponibilizar de forma gratuita e no prazo máximo de 10 dias, os valores médios de PCS verificados no ponto de entrega, correspondente à média aritmética dos valores de PCS diários englobados no período de faturação.

No caso de a rede de distribuição incluir mais do que uma ligação à rede de transporte, este cálculo deve ser feito com ponderação volumétrica dos diversos pontos de entrega assumindo o PCS aplicável aos clientes dessa rede um valor único.

O PCS é medido pelo ORT, sendo publicado com detalhe diário, por ponto de entrada e de entrega da RNTGN. O PCS de cada UAG deve ser calculado diariamente pelos ORD e por estes comunicado ao ORT, que deve publicá-los nos termos referidos anteriormente.

O ORT, os ORD e os comercializadores estão obrigados a garantir o arquivo e o registo auditável da informação do PCS, bem como dos procedimentos associados à sua aquisição e publicação, por prazo não inferior a 3 anos.

Para aplicação dos fatores de correção e conversão, devem ser considerados como significativos os valores obtidos até à sexta casa decimal (inclusive).

#### Secção IV

### PROCEDIMENTOS RELATIVOS À CORREÇÃO DE ANOMALIAS DE MEDIÇÃO E LEITURA

#### 22. PROCEDIMENTOS RELATIVOS À CORREÇÃO DE ANOMALIAS DE MEDIÇÃO E LEITURA

São consideradas anomalias tipificadas as seguintes:

- a) Avarias, erros de medição, inadequação dos elementos de medição de gás natural: mau funcionamento ou qualquer desregulação intrínseca ao sistema de medição de gás natural ou erro de ligação do sistema de medição de gás natural.
- b) Erros de configuração: erros de parametrização do sistema de medição de gás natural, erro no registo da pressão de serviço com influência no fator de correção.
- c) Erros de leitura por acesso local: devidos à ação manual incorreta dos agentes de leitura, nos momentos de observação, leitura e digitação ou registo dos valores dos sistemas de medição de gás natural.
- d) Erros de comunicação de dados por acesso remoto: anomalias de comunicação que tenham como consequência a falta de dados de medição para a instalação, num determinado período de tempo.

São consideradas anomalias não tipificadas as que não correspondam às descritas nas alíneas anteriores.

Após a identificação das situações de anomalia, estas são analisadas e classificadas, permitindo implementar as correções de acordo com as regras definidas na presente secção do Guia de Medição, tendo em consideração o tipo de anomalia detetada, as características da instalação, o seu regime de funcionamento e os valores das grandezas anteriores à data de verificação da anomalia.

O prazo para completar o apuramento dos valores de correção de anomalias de medição e leitura deve ser compatível com a data de fecho do período de faturação e não superior a 30 dias, contados a partir da deteção da anomalia.

Nas situações em que haja lugar a acerto de faturação motivado pela anomalia, os dados de correção devem ser arquivados, registados de forma auditável e disponibilizados a todas as partes interessadas no processo, designadamente clientes e comercializadores, através dos meios de comunicação disponíveis e nos formatos acordados.

## 22.1 Responsabilidade pela correção de anomalias

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

- a) Na fronteira entre a RNTGN e as redes de distribuição a correção de anomalias é objeto de acordo entre os respetivos operadores.
- b) Nas ligações de instalações de terminais de GNL ou de instalações de armazenamento subterrâneo à RNTGN a correção de anomalias é objeto de acordo entre os respetivos operadores.
- c) Na fronteira entre redes de distribuição exploradas por diferentes operadores a correção de anomalias é objeto de acordo entre os respetivos operadores.

## 22.2 Correção de anomalias tipificadas

Sempre que possível, as anomalias tipificadas são corrigidas ou através da recolha local dos dados armazenados no sistema de medição de gás natural ou por aplicação de um fator multiplicativo, neste último caso sempre que seja possível determinar o fator de erro que afetou os valores de consumo ao longo do período em que a anomalia se manteve.

Caso não seja possível recorrer a nenhuma das metodologias anteriores, aplica-se uma estimativa de valores de consumo de gás natural, conforme descrito no ponto 24 do Guia de Medição.

### 22.2.1 Medição e leitura

#### 22.2.1.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1

## GRMS E CTS

- Anomalia do contador de gás natural
  - Estações com duplo contador de gás natural em cada uma das linhas de medição: nestes casos, como existe dupla medição e um dos contadores de gás natural apresenta anomalia, devem ser considerados os dados fornecidos pelo segundo contador que se encontra em funcionamento e proceder à comutação da linha de medição. Nesta situação não é necessário efetuar qualquer estimativa de consumo.
  - Estações só com um equipamento de medição de caudal de gás natural em cada uma das linhas de medição: nestes casos, como a estação tem duas linhas de medição, cada uma com um elemento primário de medição de caudal de gás natural, deve-se comutar de linha e efetuar a estimativa dos consumos de gás natural durante o período que decorreu entre o início da anomalia e a comutação de linha. A metodologia a adotar para proceder à estimativa deve ter por base o estabelecido no ponto 24.1 do Guia de Medição.
- Anomalia do elemento primário de medição de pressão e temperatura
  - Na situação em que exista uma anomalia nos elementos primários de medição de pressão ou de temperatura, o DECVG encontra-se preparado de modo a continuar a efetuar automaticamente a correção do volume de gás natural utilizando o respetivo valor de “defeito” – pressão ou temperatura –, o qual se encontra parametrizado no DECVG. Estes parâmetros devem, para o efeito, ter valores tão próximos quanto possível dos valores de processo, podendo ser utilizado, quando os equipamentos assim o permitem, “*the last good value*”. Nesta situação não é necessário efetuar qualquer estimativa de consumo. A faturação deve, no entanto, identificar as quantidades de gás natural que se estima terem sido medidas nestas condições (ou seja, com recurso aos valores de defeito parametrizados).

- Anomalia do DECVG
  - Estações com duplo DECVG em cada uma das linhas de medição: nestes casos, como existe dupla medição e um dos DECVG apresenta anomalia, devem ser considerados os dados fornecidos pelo segundo DECVG que se encontra em funcionamento e proceder à comutação da linha de medição. Nesta situação não é necessário efetuar qualquer estimativa de consumo.
  - Estações só com um DECVG em cada uma das linhas de medição: nestes casos, como a estação tem duas linhas de medição, cada uma com um DECVG, deve-se comutar de linha e efetuar a estimativa dos consumos de gás natural durante o período que decorreu entre o início da anomalia e a comutação de linha. No caso de existirem leituras do medidor de caudal, a estimativa é feita tendo em conta o volume de gás bruto contabilizado por este e disponível por telecontagem, multiplicado por um fator de correção calculado com base no histórico existente. No caso de não existirem leituras, a metodologia a adotar para proceder à estimativa deve ter por base o estabelecido no ponto 24.1 do Guia de Medição.
- Anomalia do cromatógrafo
  - No caso da anomalia ser do cromatógrafo, o DECVG funciona automaticamente com o valor colocado por defeito para o cálculo dos volumes. O valor da energia é calculado de acordo com a metodologia de monitorização das características do gás natural. Neste caso, a faturação deve identificar as quantidades de gás medidas nestas condições (ou seja, com recurso aos valores de defeito parametrizados).

#### PRM DE RAMAIS DE CLIENTES LIGADOS À RNTGN

Nos casos, em que, havendo um único sistema de medição de gás natural, este apresente defeito de funcionamento, a estimativa dos consumos de gás natural é determinada de acordo com o estabelecido no ponto 24.1 do Guia de Medição.

##### 22.2.1.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2

Os erros característicos associados à medição sucedem nas seguintes circunstâncias:

- Mau funcionamento ou qualquer desajuste intrínseco ao sistema de medição de gás natural.
- Inadequação do elemento primário de medição de gás natural aos consumos efetivos do ponto de medição.
- Erro de interligação dos equipamentos de medição de gás natural.
- No caso específico do sistema de contagem estar dotado de DECVG, ocorre erro de medição explícito quando os períodos de integração do contador ou concentrador apresentam uma das seguintes indicações: avaria do DECVG, erro na contabilização de impulsos, erro na correção da temperatura, erro na correção da pressão, volume de contagem em alarme, erro de parametrização do DECVG ou erro de parametrização nos sistemas de informação relacionados com a medição.

As regras de correção das anomalias descritas têm efeito para o período em que a anomalia se manteve, podendo ser aplicados um ou mais dos seguintes procedimentos, dando primazia aos que tenham por base dados reais:

- Procedimentos com base em dados reais:
  - Se existir uma CM em série com o sistema de medição de gás natural em anomalia, pode utilizar-se a informação dessa CM para determinar a correção.
  - Sempre que seja possível determinar o valor do volume bruto, deve determinar-se o fator de erro que afetou os valores de consumo de gás natural ao longo do período em que a anomalia se manteve, devendo ser esse o fator de correção a aplicar.
  - Na eventualidade do DECVG não estar a funcionar corretamente, ou de estar a funcionar em alarme, é aplicado um fator de correção em função das condições de funcionamento da instalação, obedecendo aos seguintes princípios: se for possível recolher dados

históricos do DECVG, são utilizados os dados relativos às últimas 4 semanas sem erro; caso contrário, são efetuadas leituras diretas das condições de escoamento.

- o Sempre que seja possível apurar o valor da diferença de medição por balanço físico a um subsistema, pode considerar-se o desvio histórico entre os valores dados pelas entradas no subsistema e o somatório dos consumos abastecidos pelo subsistema, utilizando-se como referência a média desses desvios nos 30 dias antes da ocorrência da anomalia.
- Procedimento com base em estimativa: para proceder à correção por estimativa deve aplicar-se o estabelecido no ponto 24.1 do Guia de Medição.

#### 22.2.2 Comunicação de dados à distância

##### 22.2.2.1 Sistemas de medição de gás natural de categoria 1

Nos casos em que se detete uma anomalia ao nível do sistema de telecontagem, após a resolução da mesma, este sistema deve comunicar com o sistema de medição de gás natural, efetuando a atualização dos dados que se encontram no arquivo local do sistema de medição de gás natural.

Adicionalmente, se for identificada alguma anomalia nos dados obtidos pelo sistema de telecontagem, disponíveis no centro de despacho do ORT, os mesmos devem ser obtidos por leitura direta no arquivo do sistema de medição local de gás natural.

##### 22.2.2.2 Sistemas de medição de gás natural de categoria 2

A existência de anomalias de comunicação 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 desejavelmente compatível com a data de fecho do período de faturação e não superior a 15 dias.

Verificando-se a necessidade de se utilizar os dados de consumo sem recorrer à leitura no local, são aplicadas estimativas de consumo, nos termos definidos no ponto 24.1 do Guia de Medição.

Para efeitos de faturação ao cliente, no caso de falha de telecontagem, são usados os dados recolhidos no local, isto é, as estimativas eventualmente realizadas não devem ser usadas para efeitos de faturação ao cliente.

A correção das anomalias de comunicação de dados aplica-se a valores de volumes de gás natural relativos a períodos de integração bem definidos, com indicação explícita de que se trata de uma estimativa.

O prazo máximo de correção de anomalias de comunicação é de 15 dias de calendário após a sua deteção.

### 22.3 Correção de anomalias não tipificadas

A ocorrência de situações de anomalia não tipificada determina que estas sejam submetidas a apreciação das partes e objeto de correção por mútuo acordo. O processo de acordo deve ser iniciado pelo operador da rede a que a instalação esteja ligada. O acordo deve descrever a metodologia de correção e estabelecer um prazo máximo para confirmação da sua aceitação.

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

#### **22.4 Regras a observar na correção de anomalias em dados definitivos**

No contexto da correção de anomalias de medição e leitura, os valores agregados definitivos dos comercializadores não devem, em regra, ser alvo de correção.

No caso de ser efetuada correção de anomalias em dados de consumo sobre um período cujos dados agregados do respetivo comercializador já tenham sido considerados definitivos para efeitos de liquidação de mercado e se o valor da correção cumprir um dos seguintes critérios:

- A correção for superior a 1% dos valores agregados mensais do respetivo comercializador e a 0,5 GWh mensal.
- A correção for superior a 10% dos valores agregados mensais do respetivo comercializador.

e forem cumpridos os prazos de objeção definidos no ponto 26.9 do Guia de Medição, o operador de rede deve informar a ERSE sobre os motivos e impactes das anomalias, propondo medidas corretivas adequadas às situações concretas.

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

### **Secção V**

#### **REGRAS PARA A DETERMINAÇÃO DE CONSUMO DE GÁS NATURAL ASSOCIADO A PROCEDIMENTO FRAUDULENTO**

### **23. REGRAS PARA A DETERMINAÇÃO DE CONSUMO DE GÁS NATURAL ASSOCIADO A PROCEDIMENTO FRAUDULENTO**

#### **23.1 Procedimento fraudulento**

A verificação do procedimento fraudulento e o apuramento do período temporal, da capacidade utilizada e da energia que lhe possam estar associados compete ao operador da rede à qual a instalação em fraude esteja ligada e obedecem às regras constantes da legislação específica aplicável, sem prejuízo da observação dos princípios gerais estabelecidos no Guia de Medição e em documento complementar, nos termos previstos no ponto 4 do Guia de Medição.

O apuramento das quantidades referidas no parágrafo anterior não impede o direito de queixa dos interessados, visando o apuramento da responsabilidade criminal a que possa haver lugar.

Podem configurar procedimento fraudulento as seguintes situações:

- O consumo de gás natural dissociado de equipamentos de medição, exceto quando esse consumo seja objeto de contrato específico.
- A viciação, por qualquer meio, do funcionamento normal do equipamento de medição ou de outros elementos que afetem a medição.
- A alteração dos dispositivos de segurança, designadamente a violação de dispositivos de selagem.

Sempre que haja indícios ou se suspeite da prática de procedimento fraudulento, os ORD podem proceder à inspeção da instalação de consumo, incluindo os equipamentos de medição de gás natural. Dessa inspeção é lavrado auto com a descrição do procedimento fraudulento detetado, bem como de quaisquer outros elementos relevantes para a identificação e comprovação do procedimento fraudulento.

O ORD pode eliminar as situações de procedimento fraudulento, retirando o equipamento de medição e/ou a ligação existente, garantindo o registo auditável dos elementos verificados.

Após a identificação e verificação de factos passíveis de configurar procedimento fraudulento, o ORD deve notificar, por escrito, o consumidor a quem é imputável a prática do procedimento fraudulento. Dessa notificação devem constar a identificação dos factos justificativos, das quantidades, do período de tempo e do montante devido para efeitos de acerto de faturação, do respetivo prazo de pagamento e dos direitos do consumidor, designadamente, o de requerer a avaliação da prova recolhida, no prazo máximo de 48 horas após ter tido conhecimento do facto, sempre que aplicável.

Na sequência da identificação e verificação da prática de procedimento fraudulento, o ORD tem o direito de proceder à interrupção do fornecimento de gás natural da instalação, nos termos previstos no RRC e demais legislação aplicável.

O ORD está obrigado a garantir o arquivo e o registo auditável de todos os elementos de informação, ações de inspeção, autos e demais documentação associada à verificação e efetiva identificação de procedimentos fraudulentos, pelo prazo não inferior a 3 anos.

### **23.2 Determinação do consumo de gás natural associado a procedimento fraudulento**

#### **23.2.1 Período de tempo**

Uma vez comprovada a existência de procedimento fraudulento, compete ao ORD fazer prova do período de tempo durante o qual este teve lugar. Para o efeito, o ORD deve verificar, entre outras situações, a eventual ocorrência de variações abruptas no perfil de consumo da instalação e a data da última deslocação à instalação, com acesso ao equipamento de medição de gás natural.

O período de tempo apurado fica sempre condicionado pela data de início do contrato do titular a quem for imputada a responsabilidade pela prática de procedimento fraudulento, se existir contrato, não podendo, em qualquer caso, ser superior a 36 meses.

#### **23.2.2 Consumo**

##### **23.2.2.1 Energia**

Quando existirem evidências claras e registos fiáveis nos equipamentos de medição do gás natural consumido associado ao procedimento fraudulento, são considerados os dados assim apurados e o respetivo histórico.

Quando não existirem evidências claras nem registos fiáveis nos equipamentos de medição do gás natural consumido associado ao procedimento fraudulento, o seu valor é estimado com base no consumo médio anual das instalações enquadradas no perfil de consumo da instalação em fraude, adicionado do respetivo desvio padrão. Os valores de consumo médio anual por perfil de consumo, bem como os desvios padrão associados, devem ser aprovados pela ERSE, mediante proposta dos ORD, a apresentar até 30 dias após a entrada em vigor do Guia de Medição.

##### **23.2.2.2 Capacidade utilizada**

Quando existirem evidências claras e registos fiáveis nos equipamentos de medição da capacidade utilizada associada ao procedimento fraudulento, são considerados os dados assim apurados e o respetivo histórico.

Quando não existirem evidências claras nem registos fiáveis nos equipamentos de medição da capacidade utilizada associada ao procedimento fraudulento, o valor a considerar é o da máxima capacidade permitida pela ligação da instalação em fraude à rede.

### **23.3 Carteiras de comercialização**

A energia associada a procedimento fraudulento comprovadamente identificada e registada em cada ano não deve ser imputada a carteiras de comercializadores, devendo ser descontada à valorização da energia de perdas.

## Capítulo IV

**PROCESSAMENTO E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE GÁS NATURAL****Secção I****DETERMINAÇÃO DE CONSUMOS DE GÁS NATURAL****24. PROCEDIMENTOS DE APURAMENTO DE CONSUMOS DE GÁS NATURAL**

No âmbito do relacionamento entre os diferentes agentes do SNGN, quer para efeitos de faturação, quer para efeitos de apuramento de desequilíbrios, desvios, ajustamentos e conciliações nos termos do MPGTG, deve-se privilegiar a utilização de dados reais. No entanto, pode ser necessário proceder a estimativas dos consumos a atribuir a determinado ponto de entrega quando esses dados reais não estejam disponíveis.

Os princípios a alcançar com os métodos de estimativa a utilizar são:

- Procurar que a estimativa de consumos corresponda, dentro do possível, aos consumos efectivamente realizados pelo cliente.
- Garantir a transparência e isenção do método utilizado.

Neste ponto são descritos os métodos para estimar o consumo que se aplicam, designadamente:

- Nos processos de determinação de dados para o cumprimento das obrigações de informação previstas no MPGTG; e
- Nos seguintes processos de faturação:
  - aos ORDs, por parte do ORT;
  - aos comercializadores, por parte dos ORD e do ORT;
  - aos clientes, por parte dos comercializadores.

No caso dos clientes com medição de registo diário ou intradiário, a estimativa realizada para utilização no processo de faturação pode ser feita em caso de avaria do contador de gás natural ou do DECVG.

No caso dos clientes com medição de registo não diário, a estimativa é efetuada de acordo com a opção tomada pelo cliente. Os métodos de estimativa à escolha dos clientes com medição de registo não diário designam-se por “Perfil”, “Histórico Homólogo Simples” e “Histórico Homólogo Corrigido”. Na falta de indicação do cliente é atribuído o método de estimativa “Perfil”, que tem por base a definição do Consumo Médio Diário, nos termos do ponto 24.2.1.

A elaboração de estimativas de consumo é da responsabilidade do operador da rede à qual o cliente se encontra ligado.

**24.1 Clientes com medição de registo diário ou intradiário e instalações de produção de gás****24.1.1 Clientes com medição de registo diário**

No caso dos clientes com medição de registo diário (instalações com consumos anuais iguais ou superiores a 100 000 m<sup>3</sup> (n) ligadas à RNDGN), apenas se realizam estimativas de consumo de gás natural, para efeitos de faturação, na impossibilidade absoluta de se recolher uma leitura real por avaria do contador de gás natural, do DECVG, da sonda de pressão ou sonda de temperatura.

Nos restantes casos, a inexistência de leituras deve implicar a consideração de um consumo estimado nulo no período a faturar até que sejam recolhidas as leituras reais.

Quando seja necessário realizar estimativas, podem aplicar-se os seguintes procedimentos, em função da melhor informação disponível:

- a) Para as instalações abastecidas em média pressão, o consumo diário pode ser estimado pela diferença entre os valores contabilizados na respetiva GRMS e os valores dos restantes PRM abastecidos por essa GRMS, tendo em consideração o desvio histórico existente entre os valores dados pela GRMS e o somatório dos PRM por ela abastecidos, tomando-se como referência para tal a média desse desvio contabilizada nas duas

semanas anteriores à ocorrência que impossibilita a recolha da leitura real. No caso de não se conseguir apurar o consumo das duas semanas prévias à ocorrência, consideram-se as duas semanas subsequentes à ocorrência

- b) Para as instalações abastecidas em baixa pressão, o consumo diário pode ser estimado pela diferença entre os valores contabilizados nos PRM de entrada e os valores dos restantes PRM de saída abastecidos pelos PRM de entrada, tendo em consideração o desvio histórico existente entre os valores de entrada e o somatório dos valores de saída, tomando-se como referência para tal a média desse desvio contabilizada nas duas semanas anteriores à ocorrência que impossibilita a recolha da leitura real. No caso de não se conseguir apurar o consumo das duas semanas prévias à ocorrência, consideram-se as duas semanas subsequentes à ocorrência.
- c) Caso a ocorrência que impossibilitou a recolha da leitura real não se prolongue por mais de um mês, o consumo diário pode ser estimado com base na média do consumo dos dias homólogos das últimas 4 semanas com informação disponível, excluindo eventuais feriados. A estimativa relativa a dias feriados deve considerar os Sábados como dias homólogos, podendo o operador de rede propor à ERSE uma abordagem diferente no tratamento destes dias com base no históricos de consumos das suas redes.
- d) Caso a ocorrência que impossibilitou a recolha da leitura real se prolongue por mais de um mês, o consumo diário pode ser estimado com base na média do consumo dos dias correspondentes das 4 semanas do período homólogo do ano anterior, excluindo eventuais feriados, corrigida pela evolução dos consumos, aferida através da comparação do consumo do último mês com informação disponível com o consumo do mês homólogo do ano anterior. A estimativa relativa a dias feriados deve considerar os Sábados como dias homólogos podendo o operador de rede propor à ERSE uma abordagem diferente no tratamento destes dias com base no históricos de consumos das suas redes..
- e) Caso não seja possível utilizar qualquer dos procedimentos previstos nas alíneas c) e d) anteriores, o consumo diário pode ser estimado com base na média do consumo dos dias homólogos das 2 semanas seguintes com informação disponível.

Na aplicação dos procedimentos anteriores, as estimativas devem basear-se em leituras reais validadas.

Na eventualidade de ser proposto, por qualquer das partes envolvidas, outro procedimento para estimar os valores de consumo em falta, esse procedimento, desde que expressamente aceite por todas as partes, pode ser utilizado.

Apenas para efeito do apuramento dos Consumos Discriminados Agregados de cada agente de mercado para o apuramento de desequilíbrios, desvios, ajustamentos e conciliações nos termos do MPGTG e para o cumprimento das obrigações de informação previstas no MPGTG, devem ser realizadas estimativas sempre que se verifique a inexistência de leituras seguindo os procedimentos descritos anteriormente.

Quando se verifique ser manifestamente impossível aplicar os procedimentos anteriores, nomeadamente devido a restrições de tempo, deve ser feita uma estimativa com base nos consumos verificados em dias homólogos das semanas anteriores com dados reais validados, podendo ser utilizados os dados disponíveis de até 4 semanas anteriores. Não devem ser considerados para efeitos de estimativa os consumos de semanas em que tenham ocorrido feriados. A estimativa relativa a dias feriados deve considerar os Sábados como dias homólogos. Todas as estimativas realizadas devem ser imediatamente substituídas por leitura real assim que esta esteja disponível, corrigindo desta forma a informação disponibilizada para efeitos de apuramento de desequilíbrios, desvios, ajustamentos e conciliações nos termos do MPGTG.

De acordo com o estabelecido no RRC, a estimativa de valores de consumo deve basear-se na unidade de medida do respetivo equipamento de medição instalado.

#### 24.1.2 Clientes com medição de registo intradiário

No caso dos clientes com medição de registo intradiário aplicam-se os mesmos procedimentos previstos para os clientes com medição de registo diário, com as necessárias adaptações.

Na eventualidade de ser proposto, por qualquer das partes envolvidas, outro procedimento para estimar os valores de consumo em falta, esse procedimento, desde que expressamente aceite por todas as partes, pode ser utilizado.

Apenas para efeito do apuramento dos Consumos Discriminados Agregados de cada agente de mercado, para efeitos de cumprimento das obrigações de informação previstas no MPGTG, no caso de existirem valores válidos para um conjunto de horas e estarem em falta valores para um conjunto de horas deve privilegiar-se, quando disponível, a utilização do valor real acumulado.

Sempre que fique disponível um valor real acumulado que se verifique corresponder ao valor total global para o período em falta, deve proceder-se à substituição dos valores previamente estimados pelo consumo médio no período em falta. São exceção à regra anterior as situações em que a disponibilização do valor real acumulado afete o apuramento do desvio diário dos consumos com medição intradiária, previsto no MPGTG, nas quais deve ser determinada a diferença para o somatório dos valores previamente estimados e atribuí-la a partir da última hora do período de tempo afetado, de forma a reduzir a necessidade de conciliações nos termos do MPGTG.

Quando não esteja disponível um valor real acumulado, o conjunto de horas em falta seja inferior a seis horas e os clientes registem consumos em regimes de caudal estáveis (com variações de consumo inferiores a 10% nas últimas 3 horas validadas) deve ser utilizado o valor médio das três horas de valores reais validados imediatamente anteriores.

Nos restantes casos, deve estimar-se o valor para o período em falta, aplicando a regra mais adequada à situação em causa, das mencionadas no ponto 24.1.1, sendo que devem ser referenciados os valores horários como estimados.

Quando não seja possível aplicar nenhum dos métodos anteriores, deve ser utilizado o valor médio dos consumos do período homólogo de até quatro semanas anteriores, com a correção de eventuais feriados.

De acordo com o estabelecido no RRC, a estimativa de valores de consumo deve basear-se na unidade de medida do respetivo equipamento de medição instalado.

#### 24.1.3 Instalações de produção de gás

Às instalações de produção de gás aplicam-se, com as necessárias adaptações, o disposto para os clientes com medição de registo diário ou intradiário, consoante essas instalações se encontrem ligadas à RNDGN ou à RNTGN, respetivamente.

### 24.2 Clientes com medição de registo não diário

#### 24.2.1 Determinação do Consumo Médio Diário

Neste ponto descrevem-se as diferentes formas de determinação do Consumo Médio Diário, para pontos com e sem histórico de leituras.

Para os pontos com histórico de leituras sem mudança de titularidade do contrato de fornecimento (pelo menos 2 leituras reais), na eventualidade de ser necessário proceder à realização de estimativa, consideram-se as leituras reais anteriores. A determinação do Consumo Médio Diário é efetuada quando exista um intervalo de duas leituras reais que, , abranja um período mínimo de 12 meses.

Enquanto o histórico de leituras reais não abranger um período mínimo de 12 meses, considera-se o Consumo Médio Diário das instalações enquadradas no perfil de consumo aplicável.

##### 24.2.1.1 Clientes com histórico de leituras

Para os pontos de entrega com histórico igual ou superior a 2 leituras que abranjam um período de 12 meses, sem mudança de titularidade do contrato de fornecimento ou de escalão de consumo, o Consumo Médio Diário ( $C_{md}$ ) 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.

## 24.2.1.2 Clientes sem histórico de leituras

No caso dos pontos de entrega com histórico inferior a duas leituras reais que abranjam um período de 12 meses ou em que tenha ocorrido uma mudança de titular ou uma alteração do escalão de consumo, utiliza-se o Consumo Médio Diário das instalações enquadradas no perfil de consumo aplicável.

## 24.2.2 Métodos de estimativa de consumos

Neste ponto são descritos os métodos passíveis de ser utilizados para estimativa dos consumos dos clientes com medição de registo não diário quando não estejam disponíveis leituras reais.

A utilização de cada um destes métodos é feita por opção do cliente sendo que, no caso dos pontos de entrega sem histórico de leituras ou na ausência de indicação de opção por parte do cliente, se utiliza sempre o método “Perfil”.

De acordo com o estabelecido no RRC, a estimativa de valores de consumo deve basear-se na unidade de medida do respetivo equipamento de medição instalado.

## 24.2.2.1 Método “Perfil”

De acordo com este método, o consumo estimado é determinado pela seguinte fórmula:

$$C_{Estimado} = \frac{\sum_{i=i_i}^{i_f} P_i \times C_{md} \times Nda}{\sum_{i=1}^{Nda} P_i}$$

em que:

$C_{Estimado}$  – Consumo estimado.

$C_{md}$  – Consumo Médio Diário obtido de acordo com o estabelecido no ponto 24.2.1, tendo por base as últimas leituras reais disponíveis que abranjam um intervalo entre 11 e 13 meses.

$i_i$  – Período diário correspondente ao início do período em que se pretende estimar o consumo.

$i_f$  – Período diário correspondente ao fim do período em que se pretende estimar o consumo.

$P_i$  – Perfil aplicável no intervalo diário  $i$ .

$Nda$  – Número de dias do ano.

Quando o histórico de leituras reais abranger, pelo menos, 12 meses, o Consumo Médio Diário será calculado utilizando um intervalo de leituras entre 11 e 13 meses. Quando as leituras mais recentes não disponibilizem um intervalo entre 11 e 13 meses devem ser utilizadas leituras mais antigas até que se obtenha um intervalo com um valor múltiplo desses valores. Quanto tal não seja possível, deve utilizar-se um intervalo de leitura que tenha o valor mais próximo de 12 meses.

## 24.2.2.2 Método “Histórico Homólogo Simples”

De acordo com este método, o consumo estimado é determinado pela seguinte fórmula:

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

em que:

$C_{Estimado}$  – Consumo estimado.

$C_{md}$  – Consumo Médio Diário, calculado de acordo com o indicado no ponto 24.2.1.1, tendo por base o período homólogo do ano anterior.

$Nd$  – Número de dias do período que se pretende estimar.

#### 24.2.2.3 Método “Histórico Homólogo Corrigido”

De acordo com este método, o consumo estimado é determinado pela seguinte fórmula:

$$C_{Estimado} = \frac{C_{md_n}}{C_{md_{n-1}}} \times C_{md} \times Nd$$

em que:

$C_{Estimado}$  – Consumo estimado.

$C_{md_n}$  – Consumo Médio Diário dos quatro meses anteriores ao período de estimativa.

$C_{md_{n-1}}$  – Consumo Médio Diário do ano anterior relativo aos quatro meses anteriores ao período homólogo do período de estimativa.

$C_{md}$  – Consumo Médio Diário, calculado de acordo com o indicado no ponto 24.2.1.1, tendo por base o período homólogo do ano anterior.

$Nd$  – Número de dias do período que se pretende estimar.

#### 24.2.3 Estimativa da leitura de mudança de comercializador

No âmbito do processo de mudança de comercializador, a data da ativação corresponde à data para a qual se determina uma leitura, podendo esta, no caso de clientes finais com medição de registo não diário, ser obtida com recurso a estimativa, leitura de ciclo ou leitura extraordinária, procedendo-se neste ponto à descrição da metodologia definida para o cálculo da estimativa da leitura.

A estimativa da leitura é calculada com base na última leitura real e no consumo estimado ( $C_{Estimado}$ ) para o período compreendido entre a data da última leitura real e a data em que se quer estimar a leitura. Por seu lado, a determinação do consumo estimado depende do método de estimativa atribuído ao ponto de entrega, nos termos previstos no ponto 24.2.2.

Assim, para clientes com medição de registo não diário, a Estimativa de Leitura ( $EL$ ) de mudança de comercializador é determinada da seguinte forma:

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

em que:

$LA$  – Última Leitura Real (incluem-se as leituras comunicadas pelo cliente).

$C_{Estimado}$  – Consumo estimado entre a data da Última Leitura Real e a data para a qual se pretende estimar a leitura, calculado nos termos do ponto 24.2.2.

#### 24.2.4 Metodologia de aplicação de perfis de consumo

Os perfis de consumo são aplicados aos clientes finais que não disponham de equipamento de contagem com registo de consumos em período diário.

O perfil de consumo representa a distribuição diária do consumo anual de um cliente típico. O valor do perfil num determinado dia é obtido pelo quociente entre o consumo de GN do cliente típico desse perfil nesse mesmo dia e o consumo anual desse cliente típico.

A estimação dos consumos discriminados por períodos diários é feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição dos clientes finais ou obtidos por estimativa, e pela aplicação do perfil de acordo com as características do local de consumo.

Os ORD são responsáveis pela determinação dos consumos dos comercializadores, discriminados por períodos diários, a partir dos dados registados nos equipamentos de medição dos clientes finais, ou obtidos por aplicação de perfis.

Os perfis de consumo são aprovados e publicados anualmente pela ERSE nos termos do RRC, após apresentação de uma proposta devidamente fundamentada pela entidade responsável pelas previsões, até 30 de Abril de cada ano, devendo esta entidade coordenar-se com os ORD que se constituem como os responsáveis pelo fornecimento de informação necessária para a elaboração desta proposta.

A metodologia de elaboração da proposta de perfis de consumo e de consumos médios diários deve ser publicada na página na Internet da entidade responsável pelas previsões.

Os perfis de consumo devem ainda ser acompanhados do valor do consumo médio diário característico de cada cliente típico (em unidades de energia). Este consumo médio diário, que pode assumir um valor diferente para cada rede de distribuição, corresponde ao quociente entre o consumo anual do consumidor típico, em cada rede, e o número de dias do ano.

Para clientes com histórico de consumo, a atribuição dos perfis deve ser feita com base no consumo dos doze meses anteriores.

No caso de clientes domésticos que não tenham um histórico de consumo de doze meses, aplicam-se as seguintes regras:

- Clientes domésticos com instalação destinada apenas a fogão ou esquentador, aplica-se um perfil cujo escalão de consumo correspondente não supere os 220 m<sup>3</sup>(n)/ano.
- Aos restantes clientes domésticos aplica-se um perfil cujo escalão de consumo correspondente seja superior a 220 m<sup>3</sup>(n)/ano e inferior ou igual a 500 m<sup>3</sup>(n)/ano.

No caso dos clientes não domésticos, nas situações em que não existe histórico de consumo, aplica-se o perfil de acordo com os consumos anuais estimados (indicados aquando do pedido de ligação à rede) tendo por base o tipo de instalação (capacidade instalada) e tipo de utilização.

A avaliação dos perfis de consumo de consumo atribuídos decorre de acordo com o disposto no RRC.

## Secção II

### DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE GÁS NATURAL

#### 25. METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE GÁS NATURAL

A disponibilização de dados de gás natural para efeitos de apuramento de desequilíbrios, desvios, ajustamentos e conciliações nos termos do MPTGTG requer a definição de um processo simples e transparente.

A disponibilização desta informação tem por base os volumes de gás natural medidos ou estimados nos diversos pontos das infra-estruturas do SNGN.

##### 25.1 Acesso aos dados de medição

###### 25.1.1 Pontos de medição das ligações entre a RNTGN e as redes fora do território nacional

Os dados de medição das ligações entre a RNTGN e as redes fora do território nacional podem ser acedidos pelos respetivos ORT.

###### 25.1.2 Pontos de medição das ligações entre a RNTGN e os terminais de GNL ou as instalações de armazenamento subterrâneo

Os dados de medição das ligações entre a RNTGN e os terminais de GNL ou as instalações de armazenamento subterrâneo podem ser acedidos pelo ORT e, respetivamente, pelos operadores dos terminais de GNL ou das instalações de armazenamento subterrâneo.

25.1.3 Pontos de medição das ligações entre os terminais de GNL e os postos de receção e enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima ou os postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia

Os dados de medição das ligações entre os terminais de GNL e os postos de enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima podem ser acedidos pelo operador do terminal de GNL e pelo ORT.

Os dados de medição das ligações entre os terminais de GNL e os postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia podem ser acedidos pelo operador do terminal de GNL, pelo ORT e pelo CURG, na sua função de gestão logística do abastecimento de UAG.

25.1.4 Pontos de medição das ligações entre a RNTGN e as redes de distribuição

Os dados de medição das ligações entre a RNTGN e as redes de distribuição podem ser acedidos pelo ORT nas suas funções de GTG e de ERP e pelo ORD respetivo.

25.1.5 Pontos de medição das ligações entre redes de distribuição de diferentes ORD

Os dados de medição das ligações entre redes de distribuição de diferentes ORD podem ser acedidos pelo ORT e pelos ORD respetivos.

25.1.6 Pontos de medição das ligações entre as UAG e as redes de distribuição

Os dados de medição das ligações entre as UAG e as redes de distribuição podem ser acedidos pelos ORD e pelo CURG, na sua função de gestão logística do abastecimento de UAG.

25.1.7 Pontos de medição de instalações de clientes finais

Nos pontos de medição de instalações de clientes finais têm direito de acesso aos dados de medição o cliente, o respetivo comercializador, o operador a cuja rede a instalação esteja ligada e o OLMC.

O ORT tem direito de acesso aos dados das instalações de clientes com medição de registo diário ou intradiário, nos termos definidos no MPGTG.

25.1.8 Pontos de medição de instalações de produção de gás

Nos pontos de medição de instalações de produção de gás têm direito de acesso aos dados de medição o produtor, o operador da rede à qual a instalação esteja ligada, o comercializador com o qual o produtor tenha celebrado contrato e o ORT no caso da instalação se encontrar ligada à RNDGN.

## 26. DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE GÁS NATURAL

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

- ORT.
- ORD.
- Comercializadores.
- Clientes.
- OLMC.

## 26.1 Dados de telecontagem, de consumo acumulado e de consumo estimado

### 26.1.1 Disponibilização de dados de telecontagem

Os dados de telecontagem são disponibilizados aos comercializadores e ao OLMC pelo operador da rede à qual a instalação do cliente está ligada nos seguintes termos:

- A energia fornecida por ponto de entrega:
  - Com discriminação diária, no caso dos pontos de entrega com medição diária;
  - Com discriminação intradiária, no caso de pontos de entrega com medição intradiária, que deve ser horária no caso de pontos de entrega ligados à RNTGN.
- Integração de eventuais correções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados, nos valores fornecidos, conforme estabelecido no ponto 24.
- A informação provisória é disponibilizada em página da internet criada para o efeito pelo respetivo operador da rede, ou através de ficheiro com formato normalizado (disponibilizado pelo operador da rede respetivo):
  - Até às 13:00h do dia seguinte, no caso dos pontos de entrega com medição diária.
  - Pelo menos até aos prazos estabelecidos no MPGTG para os pontos de entrega com medição de registo intradiário.
- Relativamente aos pontos de consumos na RNDGN, os dados devem ser disponibilizados com referência aos pontos de ligação entre a RNTGN e a RNDGN (GRMS ou Anel)<sup>1</sup> que forneceu as quantidades de energia aos pontos de entrega.
- A informação definitiva relativa aos dados de diários de cada mês é disponibilizada em página da internet criada para o efeito pelo respetivo operador da rede, ou através de ficheiro com formato normalizado (disponibilizado pelo operador da rede respetivo), até ao quarto dia útil do mês seguinte ao mês a que se referem.
- A informação entretanto obtida após o terceiro dia útil de cada mês e relativa a datas de consumo com antiguidade inferior a 6 meses, é disponibilizada em página da internet criada para o efeito pelo respetivo operador da rede, ou através de ficheiro com formato normalizado (disponibilizado pelo operador de rede respetivo), até ao quarto dia útil do mês seguinte à data para a qual foi obtida a nova informação.
- Os dados de telecontagem recolhidos pelos ORD são disponibilizados ao ORT, na sua função de GTG, nos termos e prazos definidos no MPGTG.

### 26.1.2 Disponibilização de valores de consumo acumulados

Consiste na disponibilização pelos operadores de rede aos comercializadores e ao OLMC da seguinte informação:

- Valores de leitura recolhidos do equipamento de contagem nos pontos de medição de clientes finais que não disponham de equipamento com registo diário nos prazos previstos no ponto 26.10.2.
- Relativamente aos pontos de consumos na RNDGN, os dados devem ser disponibilizados com referência aos pontos de ligação entre a RNTGN e a RNDGN (GRMS ou Anel) que forneceu as quantidades de energia aos pontos de entrega.

---

<sup>1</sup> Para as redes de distribuição fornecidas a partir de dois ou mais pontos de ligação entre a RNTGN e a RNDGN, a disponibilização de dados é feita com referência ao anel que inclui cada uma das GRMS em causa.

### 26.1.3 Disponibilização de valores de consumo estimado

Consiste na disponibilização pelos ORD aos comercializadores e ao OLMC da informação dos valores de consumo estimado dos pontos de medição de clientes finais, resultantes do processamento de dados determinados de acordo com o ponto 24, com a periodicidade indicada no ponto 26.10.2.

Os dados são considerados provisórios durante o Período de Objeção, nos termos estabelecidos no ponto 26.9.

## 26.2 Dados de Consumo Discriminado Agregado - Repartições

Neste ponto aborda-se a disponibilização de dados de consumo discriminados por períodos diários e agregados por carteira de comercializador.

A discriminação de consumos consiste na determinação do valor do consumo em cada dia. Para os clientes com medição de registo diário ou intradiário, a discriminação é efetuada com base nas leituras dos clientes. Para os clientes sem medição de registo diário a discriminação é efetuada:

- Pelo ORT, na sua função de GTG, nos termos definidos no MPTGT, no dia seguinte ao dia de consumo, tendo por base as saídas verificadas da RNTGN para a RNDGN, descontadas dos consumos com medição de registo diário e tendo em conta a composição das carteiras de clientes finais dos comercializadores.
- Na ausência da disponibilização de dados dos consumos com medição diária, por parte do ORD ao GTG, o GTG deverá, para efeitos do cálculo referido no ponto anterior, efetuar uma estimativa do valor agregado dos consumos com medição de registo diário, para cada agente de mercado. Esta estimativa terá em conta as saídas verificadas da RNTGN para a RNDGN, e estimando o valor agregado de MD com base na média do consumo dos dias homólogos das últimas 4 semanas com informação disponível, excluindo eventuais feriados. A estimativa relativa a dias feriados deve considerar os Sábados como dias homólogos. O GTG pode, com base na experiência adquirida, propor à ERSE uma alteração à metodologia de estimativa.
- Pelos ORD, nos meses subsequentes ao dia de consumo, por aplicação dos perfis de consumo de acordo com o ponto 24.2.4

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

Para efeitos do Guia de Medição utilizam-se três denominações distintas de agregação de consumos para cada período diário em função do momento em que se realiza essa agregação. Assim, a agregação que ocorre no dia seguinte ao dia de consumo denomina-se Consumo Discriminado Agregado Estimado, a que ocorre em cada um dos cinco meses subsequentes denomina-se Consumo Discriminado Agregado Provisório e a que ocorre após a obtenção dos dados definitivos de todos os clientes da carteira denomina-se Consumo Discriminado Agregado Definitivo.

A disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado aos respetivos agentes de mercado decorre de acordo com o previsto no ponto 26.10.2.

A informação diária sobre o Consumo Discriminado Agregado de cada agente de mercado deve ser ainda desagregada por rede, por GRMS ou anel ou UAG, nível de pressão de fornecimento e por tipo de cliente (com medição de registo intradiário, com medição de registo diário ou sem medição de registo diário).

### 26.2.1 Clientes finais com medição de registo diário e intradiário

O apuramento dos valores a disponibilizar é efetuado através do somatório, por períodos diários, dos consumos de todos os pontos de entrega associados à carteira de clientes finais de um comercializador. Estes valores dos consumos são obtidos da recolha direta dos equipamentos de telecontagem devendo conter valores estimados para os casos em que existam situações anómalas identificadas, de acordo com os procedimentos estabelecidos no Guia de Medição.

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização destes valores são as indicadas no Guia de Medição.

#### 26.2.2 Clientes finais com medição de registo não diário

O apuramento dos valores a disponibilizar é efetuado de acordo com os pontos 26.3 a 26.5. As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização destes valores são as indicadas no Guia de Medição.

### 26.3 Consumo Discriminado Agregado Estimado

O Consumo Discriminado Agregado Estimado é determinado para cada dia e para cada agente de mercado no dia seguinte ao dia do consumo.

O apuramento dos Consumos Discriminados relativos a pontos de entrega na RNTGN para cada agente de mercado é feito pelo ORT.

O apuramento dos Consumos Discriminados relativos a clientes com medição de registo diário ou intradiário em cada ponto de entrega da rede de distribuição para os vários agentes de mercado é feito pelo ORD respetivo.

O Consumo Discriminado Agregado Estimado relativo aos clientes sem medição de registo diário para cada dia e para cada agente de mercado é determinado pelo ORT, na sua função de GTG, no dia seguinte ao dia de consumo.

#### 26.3.1 Clientes com medição de registo diário ou intradiário

O Consumo Discriminado Agregado Estimado relativo a clientes com medição de registo diário ou intradiário é apurado por leitura real dos equipamentos de medida. Quando se verificarem situações anómalas que impeçam a obtenção da leitura real é utilizada uma estimativa de acordo com o estabelecido nos pontos 24.1.1 e 24.1.2.

Na ausência da disponibilização de dados dos consumos com medição diária, por parte do ORD ao GTG, o GTG deve, para efeitos do cálculo referido no ponto anterior, efetuar uma estimativa do valor agregado dos consumos com medição de registo diário, para cada agente de mercado. Esta estimativa tem em conta as saídas verificadas da RNTGN para a RNDGN, estimando o valor agregado de MD com base na média do consumo dos dias homólogos das últimas 4 semanas com informação disponível, excluindo eventuais feriados. A estimativa relativa a dias feriados deve considerar os Sábados como dias homólogos. O GTG pode, com base na experiência adquirida, propor à ERSE uma alteração à metodologia de estimativa.

#### 26.3.2 Clientes com medição de registo não diário

O Consumo Discriminado Agregado Estimado relativo a clientes com medição de registo não diário para cada dia  $d$  é apurado pela soma da previsão de consumo das carteiras de compensação dos agentes de mercado realizada no dia  $d-1$  nos termos do MPGTG e do ajustamento diário dos consumos com medição não diária apurado no dia  $d+1$  nos termos do MPGTG.

### 26.4 Consumo Discriminado Agregado Provisório

O Consumo Discriminado Agregado Provisório de cada dia  $d$  e para cada agente de mercado é determinado em cada um dos cinco meses subsequentes ao mês no qual ocorre o consumo do dia  $d$ . O apuramento do Consumo Discriminado relativo a pontos de entrega na RNTGN para cada agente de mercado é feito pelo ORT. O apuramento do Consumo Discriminado relativo a pontos de entrega da rede de distribuição para cada agente de mercado é feito pelo respetivo ORD.

#### 26.4.1 Clientes com medição de registo intradiário

O Consumo Discriminado Agregado Provisório dos clientes com medição de registo intradiário é apurado por leitura real dos equipamentos de medição. Quando se verificarem situações anómalas que impeçam a obtenção da leitura real é utilizada uma estimativa de acordo com o estabelecido no Capítulo 24.1.2.

As diferenças entre o Consumo Discriminado Agregado Provisório<sup>2</sup> apurado no mês seguinte ao mês em que ocorreu o consumo e o Consumo Discriminado Agregado<sup>2</sup> Estimado são sujeitas a um processo de conciliação financeira nos termos do MPGTG.

As diferenças entre o Consumo Discriminado Agregado Provisório<sup>2</sup> apurado num dado mês e o anterior Consumo Discriminado Agregado Provisório<sup>2</sup> são sujeitas a um processo de conciliação financeira nos termos do MPGTG.

#### 26.4.2 Clientes com medição de registo diário

O Consumo Discriminado Agregado Provisório dos clientes com medição de registo diário é apurado por leitura real dos equipamentos de medida. Quando se verificarem situações anómalas que impeçam a obtenção da leitura real é utilizada uma estimativa de acordo com o estabelecido no Capítulo 24.1.1.

As diferenças entre o Consumo Discriminado Agregado Provisório<sup>2</sup> apurado no mês seguinte ao mês em que ocorreu o consumo, com os dados obtidos até ao terceiro dia útil desse mês, e o Consumo Discriminado Agregado Estimado<sup>2</sup> são incluídas nos processos de ajustamentos à repartição mensal nos termos do MPGTG.

As diferenças entre o Consumo Discriminado Agregado Provisório<sup>2</sup> apurado num dado mês e o anterior Consumo Discriminado Agregado Provisório<sup>2</sup> são sujeitas a um processo de conciliação financeira nos termos do MPGTG.

#### 26.4.3 Clientes com medição de registo não diário

O apuramento do Consumo Discriminado Agregado Provisório é realizado pelos ORD recorrendo à discriminação através de perfis de consumo aplicados a valores de consumo obtidos com base em leituras reais ou com base em estimativas de consumos, quando não existam leituras reais disponíveis.

Em cada mês é apurado um novo Consumo Discriminado Agregado Provisório que resulta da substituição, para os pontos de medição que não tinham leituras disponíveis, das estimativas de consumo por valores de consumo baseados nas novas leituras reais entretanto obtidas.

As diferenças obtidas entre a soma dos Consumos Discriminados Agregados Provisórios<sup>2</sup> de todos os dias do mês M, calculados no mês M+1 e a soma dos Consumos Discriminados Agregados Estimados são integradas no cálculo da repartição mensal corrigida com base na qual se procede ao cálculo dos Ajustamentos Mensais aplicáveis no mês M+2, nos termos do MPGTG. São também integrados no cálculo da repartição mensal corrigida as diferenças entre o somatório dos Consumos Discriminados Agregados Provisórios<sup>2</sup> de um dado mês e o somatório dos Consumos Discriminados Agregados Provisórios<sup>2</sup> anteriormente apurados para esse mesmo mês.

Nos termos do MPGTG, a diferença apurada, quer seja positiva ou negativa, entre o total de gás entregue em cada uma das redes de distribuição (medido na GRMS) e o total das entregas de gás efetuadas a clientes finais é atribuída a gás de operação.

Tal significa que, a cada novo apuramento de Consumo Discriminado Agregado Provisório<sup>2</sup> deve ser atualizado o correspondente valor a atribuir a gás de operação. A variação de gás de operação relativo às atualizações de Consumo Discriminado Agregado Provisório em cada mês corresponde à diferença entre o gás de operação calculado no apuramento do Consumo Discriminado Agregado Provisório para esse mês e o gás de operação calculado no processo de apuramento do anterior Consumo Discriminado Agregado Provisório para esse mesmo mês.

##### 26.4.3.1 Clientes com medição de registo não diário e com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

Para os períodos para os quais não existem leituras reais disponíveis de um cliente, o consumo discriminado provisório desse cliente é apurado por aplicação dos perfis às estimativas de consumo médio diário desse cliente.

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

- Discriminação dos consumos estimados diários, por aplicação do perfil de consumo.

---

<sup>2</sup> Afetados pelos fatores de perdas e autoconsumos que sejam aplicáveis.

- Agregação dos consumos discriminados estimados por comercializador, rede de distribuição e nível de pressão.

O consumo diário estimado do cliente  $c$ , no dia  $d$ , é dado pela seguinte expressão:

$$CDE_d^c = \frac{P_d^j}{\sum_{i=1}^{Nda} P_i^j} \times Cmd^c \times Nda$$

em que:

$CDE_d^c$  - Consumo diário estimado do cliente  $c$ , correspondente ao dia  $d$ .

$P_d^j$  - Valor do Perfil  $j$ , aplicável ao cliente  $c$ , para o dia  $d$ .

$Nda$  - Número de dias do ano.

$Cmd^c$  - Consumo médio diário do consumidor  $c$ , estimado de acordo com o ponto 24.2.

A agregação dos consumos discriminados provisórios por comercializador, rede de distribuição e nível de pressão é efectuada de acordo com a seguinte expressão:

$$CDAP_d^{f,k,p} = \sum_{\substack{v \in ef \\ nc \in k \\ nc \in p}} CDE_d^c$$

em que:

$CDAP_d^{f,k,p}$  - Consumo Discriminado Agregado Provisório no dia  $d$  do conjunto dos clientes da carteira de cada comercializador  $f$ , na rede de distribuição  $k$  e no nível de pressão  $p$ .

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Provisório são definidas no ponto 26.10.

#### 26.4.3.2 Clientes com medição de registo não diário e com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>

Para os períodos para os quais não existem leituras reais disponíveis de um cliente, o consumo discriminado provisório desse cliente, é apurado por aplicação dos perfis às estimativas de consumo médio anual do perfil em que se enquadra o cliente.

O Consumo Discriminado Agregado Provisório é calculado, diariamente, por comercializador, rede de transporte ou distribuição e nível de pressão através da seguinte expressão:

$$CDAP_d^{f,k,p} = \sum_{j=1}^{Nj} \left( NC_{f,k,p}^j \times \frac{P_d^j}{\sum_{i=1}^{Nda} P_i^j} \times Cmd^{j,k} \times Nda \right)$$

em que:

$CDAP_d^{f,k,p}$  - Consumo Discriminado Agregado Provisório no dia  $d$  do conjunto dos clientes da carteira de cada comercializador  $f$ , na rede de distribuição  $k$  e no nível de pressão  $p$ .

$Nj$  - Número total de perfis de consumo.

$NC_{f,k,p}^j$  - Número de clientes no perfil  $j$ , na carteira do comercializador  $f$ , na rede de distribuição  $k$ , no nível de pressão  $p$ .

$P_d^j$  - Valor do Perfil  $j$  para o dia  $d$ .

$Cmd^{j,k}$  – Consumo médio diário do perfil  $j$ , na rede de distribuição  $k$ .

$Nda$  – Número de dias do ano.

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Provisório são definidas no ponto 26.10.

### 26.5 Consumo Discriminado Agregado Definitivo

Os operadores das redes são responsáveis pela estimação do Consumo Discriminado por períodos diários, para efeitos de repartições, para os clientes finais com instalações ligadas às suas redes, a partir dos dados registados nos equipamentos de contagem dos clientes finais, pela aplicação de estimativa ou pela aplicação de perfis.

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo é apurado a partir dos dados de leitura real e valores de consumo estimado considerados definitivos nos termos do ponto 26.9, discriminado por dia e agregado por comercializador, por rede e nível de pressão de fornecimento.

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo é determinado para todos os comercializadores no sexto mês após o final do mês do dia a que se refere o consumo. A repartição dos consumos em cada ponto de entrega da rede de transporte na rede de distribuição pelos vários comercializadores é apurada pelo respetivo ORD.

Nos termos do MPGTG, a diferença apurada, quer seja positiva ou negativa, entre o total de gás entregue em cada uma das redes de distribuição (medido na GRMS) e o total das entregas de gás efetuadas a clientes finais é atribuída a gás de operação.

Isto significa que o apuramento de Consumo Discriminado Agregado Definitivo gera uma variação do gás de operação relativo a um dado dia correspondente à diferença entre o gás de operação calculado no apuramento do Consumo Discriminado Agregado Definitivo e o gás de operação apurado no último Consumo Discriminado Agregado Provisório calculado para o dia em questão.

#### 26.5.1 Clientes com medição de registo diário ou intradiário

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo dos clientes com medição de registo diário ou intradiário é apurado por leitura real dos equipamentos de medida. No caso de falha da leitura real é utilizada uma estimativa de acordo com o estabelecido no ponto 24.1.

#### 26.5.2 Clientes com medição de registo não diário

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo dos clientes sem medição de registo diário é apurado por aplicação dos perfis aos valores de leitura real ou aos valores de consumo estimado considerados definitivos nos termos do ponto 26.9 para cada cliente.

O apuramento dos valores a disponibilizar é efectuado da seguinte forma:

- Determinação dos consumos de cada cliente num intervalo de leitura que abranja o período de consumo a determinar ou através de valores de consumo estimado considerados definitivos nos termos do ponto 26.9.
- Discriminação dos consumos por aplicação do perfil de consumo, aplicável a cada cliente.
- Agregação dos consumos discriminados calculados por comercializador, rede de distribuição e nível de pressão.

O consumo diário definitivo do cliente  $c$ , no dia  $d$ , é dado pela seguinte expressão:

$$CDD_d^c = \frac{P_d^j}{\sum_{i \in L} v_i P_i^j} \times Creal_L^c$$

em que:

$CDD_d^c$  - Consumo diário definitivo do cliente  $c$ , correspondente ao dia  $d$ .

$P_d^j$  - Valor do Perfil  $j$ , aplicável ao cliente  $c$ , para o dia  $d$ .

$L$  - Intervalo de leitura real que inclui o dia  $d$ .

$Creal_L^c$  - Consumo do consumidor  $c$  obtido por leitura real (ou valor de consumo estimado considerado definitivo nos termos do ponto 26.9), no período de leitura  $L$  que inclui o dia  $d$ .

A agregação definitiva por comercializador, rede de distribuição e nível de pressão é dada pela seguinte expressão:

$$CDAD_d^{f,k,p} = \sum_{\substack{c \in F \\ n \in E \\ k \\ p}} CDD_d^c$$

em que:

$CDAD_d^{f,k,p}$  - Consumo Discriminado Agregado Definitivo no dia  $d$  do conjunto dos clientes da carteira de cada comercializador  $f$ , na rede de distribuição  $k$  e no nível de pressão  $p$ .

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Definitivo são definidas no ponto 26.10.

## 26.6 Repartições Mensais Corrigidas

Os ORD devem disponibilizar mensalmente aos agentes de mercado e ao ORT, na sua função de GTG, os dados relativos a repartições mensais corrigidas dos clientes com medição de registo não diário. A repartição mensal corrigida corresponde ao Consumo Discriminado Agregado provisório do mês  $M$  e às correções às repartições mensais dos meses anteriores sempre que o apuramento de leituras leais no mês  $M$  produza efeitos nos meses anteriores.

Os dados relativos às repartições mensais devem ser desagregados por rede, por GRMS ou anel e por nível de pressão de fornecimento. Simultaneamente, deve ser a informação contida nas repartições mensais deve conter uma discriminação dos valores que dizem respeito ao Consumo Discriminado Agregado provisório do mês  $M$  e ao valor das correções relativas a cada um dos meses anteriores.

## 26.7 Disponibilização diária de dados

Os consumos obtidos nos termos dos pontos anteriores são utilizados diariamente para o apuramento de desequilíbrios iniciais, ajustamentos diários, desvios e gás de operação, de acordo com o estabelecido no MPGTG.

## 26.8 Disponibilização mensal de dados

No início de cada mês, nos prazos estabelecidos no MPGTG e no Guia de Medição, procede-se à disponibilização mensal de dados, detalhando e consolidando os valores diários relativos ao consumo do mês em referência, acertos de valores diários relativos a correções de meses anteriores ao mês em referência, e comunicando a repartição mensal corrigida. No processo de disponibilização mensal de dados, considera-se o consumo relativo a esse mês para cada cliente, consumo esse obtido por leitura ou por estimativa.

Aos consumos obtidos por estimativa, aplicam-se os métodos estabelecidos no ponto 24.

Os valores obtidos no processo de disponibilização mensal de dados são utilizados no apuramento de desequilíbrios finais, conciliações financeiras, ajustamentos mensais e valores de gás de operação nos termos do MPGTG.

## **26.9 Objeção aos dados de consumo**

Os valores das leituras e dos consumos estimados de clientes finais podem ser alvo de objeção depois de disponibilizados pelos ORD.

Designa-se por Período de Objeção o intervalo temporal durante o qual um valor de leitura ou de consumo estimado disponibilizado pode ser contestado pelas entidades que o recebem. Este período termina 30 dias úteis após a data de disponibilização dos dados de consumo.

Os ORD devem tratar qualquer objeção 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 deve efectuar-se no prazo de 5 dias úteis após a receção da objeção.

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

Se da objeção resultar a modificação do valor de leitura ou do consumo estimado, os ORD disponibilizam o valor corrigido.

Terminado o período de objeção, o valor de leitura ou do consumo estimado é considerado definitivo e vinculativo para efeito de apuramento de desequilíbrios, desvios, ajustamentos e conciliações.

## **26.10 Entidades destinatárias, formato, conteúdos e periodicidade dos fluxos de informação**

### **26.10.1 Formato e suporte da informação a disponibilizar**

Os operadores das redes devem disponibilizar ao ORT, na sua função de GTG, os dados previstos no Guia de Medição com o formato pré-definido entre as partes, de acordo com os horários e periodicidade estabelecidos no MPGTG.

O formato e suporte da informação a disponibilizar pelos operadores das redes aos operadores das redes e demais infraestruturas, aos comercializadores, aos clientes finais e ao OLMC é definido em documento complementar nos termos do ponto 4.

### **26.10.2 Entidades destinatárias, conteúdos e periodicidade dos fluxos de informação**

A informação deve ser fornecida ao ORT, na sua função de GTG, aos comercializadores e ao OLMC, de acordo com o estabelecido nas tabelas seguintes.

A informação agregada das carteiras de comercializadores a remeter ao ORT deve ser materialmente relevante para as funções desempenhadas pelo ORT permitindo-lhe apurar desequilíbrios, desvios, ajustamentos e conciliações dos agentes de mercado com contrato de adesão ao SNGN. Cabe aos comercializadores e aos agentes de mercado informarem os operadores de rede relativamente aos consumos que devem ser agregados em cada agente de mercado.

Pode ser definido, em documento complementar, que a informação a disponibilizar contenha algum nível de desagregação relativamente aos consumos dos comercializadores agregados por agente de mercado.

No caso particular da informação relativa aos CURR esta deve ser remetida ao ORT agregada por CURR ou por CURG, em função de quem detenha o estatuto de agente de mercado junto do ORT, na sua função de GTG.

## 26.10.2.1 Clientes finais com medição de registo intradiário

<b>Tipo de dados</b>	<b>Origem dos dados</b>	<b>Entidades destinatárias</b>	<b>Conteúdo</b>	<b>Periodicidade de disponibilização</b>
Consumos	ORT e ORD quando aplicável	Comercializador OLMC e ORT (função de GTG)*	Consumo provisório de 1 dia, com discriminação horária, por Ponto de Entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo
Consumo mensal por PE	ORT e ORD quando aplicável	Comercializador e OLMC	Consumo de 1 mês, por Ponto de Entrega	Mensal
Correção de consumos	ORT e ORD quando aplicável	Comercializador OLMC e ORT (função GTG)*	Consumo de 1 mês por Ponto de Entrega	Mensal, em nos meses seguintes ao mês a que se refere o consumo, até que os consumos sejam considerados definitivos, sempre que ocorra a revisão de consumos por ponto de entrega
Consumo Discriminado Agregado Estimado	ORT (função GTG)	Agentes de Mercado	Consumo diário, com discriminação horária, agregado da carteira de cada agente de mercado por ponto de entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo
Consumo Discriminado Agregado Provisório	ORT (função GTG)	Agentes de Mercado	Consumo diário agregado, com discriminação horária, da carteira de cada agente de mercado por ponto de entrega	Mensal, em cada um dos cinco meses seguintes ao mês a que se refere o Consumo discriminado agregado Provisório.
Consumo Discriminado Agregado Definitivo	ORT (função GTG)	Agentes de Mercado	Consumo diário, com discriminação horária, agregado da carteira de cada agente de mercado por ponto de entrega	Após obtenção dos dados definitivos de todos os clientes finais da carteira

\* Os dados de consumo disponibilizados aos Agentes de Mercado e ao ORT na sua função de GTG devem refletir a informação relevante para efeitos de apuramento de desequilíbrios, desvios, ajustamentos e conciliações nos termos do MPGTG.

## 26.10.2.2 Clientes finais com medição de registo diário

<b>Tipo de dados</b>	<b>Origem dos dados</b>	<b>Entidades destinatárias</b>	<b>Conteúdo</b>	<b>Periodicidade de disponibilização</b>
Consumos	ORD	ComercializadorOLMC e ORT (função de GTG)*	Consumo provisório de 1 dia, por Ponto de Entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo
Consumo mensal por PE	ORD	ComercializadoreOLMC	Consumo de 1 mês, por Ponto de Entrega	Mensal
Correção de Consumos	ORD	ComercializadorOLMC, Agente de Mercado e ORT (função GTG)*	Consumo de 1 mês por Ponto de Entrega	Mensal, em nos meses seguintes ao mês a que se refere o consumo, até que os consumos sejam considerados definitivos, sempre que ocorra a revisão de consumos por ponto de entrega
Consumo Discriminado Agregado Estimado	ORT (função GTG)	Agentes de Mercado	Consumo diário agregado da carteira de cada agente de mercado por ponto de entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo
Consumo Discriminado Agregado Provisório	ORT (função GTG)	Agentes de Mercado	Consumo diário agregado da carteira de cada agente de mercado por ponto de entrega	Mensal, em cada um dos cinco meses seguintes ao mês a que se refere o Consumo discriminado agregado Provisório
Consumo Discriminado Agregado Definitivo	ORT (função GTG)	Agentes de Mercado	Consumo diário agregado da carteira de cada agente de mercado por ponto de entrega	Após obtenção dos dados definitivos de todos os clientes finais da carteira

\* Os dados de consumo disponibilizados aos Agentes de Mercado e ao ORT na sua função de GTG devem refletir a informação relevante para efeitos de apuramento de desequilíbrios, desvios, ajustamentos e conciliações nos termos do MPGTG.

## 26.10.2.3 Clientes finais com medição de registo não diário

<b>Tipo de dados</b>	<b>Origem dos dados</b>	<b>Entidades destinatárias</b>	<b>Conteúdo</b>	<b>Periodicidade de disponibilização</b>
Leitura de Ciclo Leitura Fora de Ciclo Leitura de Cliente Leitura Inicial Leitura Final	ORD	Comercializador <sup>3</sup> e OLMC	Valores de Leitura dos Pontos de Entrega da sua carteira  Valores de Leitura Definitivos dos Pontos de Entrega da sua carteira	No máximo bimestral ou 24 horas após processamento da leitura validada <sup>4</sup>  5 dias após a resolução da última objeção e tendo este resultado numa alteração da leitura
Leitura de Cliente	Comercializador	ORD e OLMC	Valores de Leitura dos Pontos de entrega da sua carteira	24 horas após processamento da leitura validada
Consumo estimado	ORD	Comercializador <sup>3</sup> e OLMC	Valores de Consumo Estimado de 1 mês dos Pontos de Entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento
			Valores de Consumo Definitivo de 1 mês dos Pontos de Entrega da sua carteira	5 dias após a resolução da última objeção e tendo este resultado numa alteração
Consumo Discriminado Agregado Estimado	ORT (função GTG)	Agente de Mercado	Consumo diário agregado da carteira de cada agente de mercado por ponto de entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo
Consumo Discriminado Agregado Provisório	ORD	Agente de Mercado	Consumo diário agregado da carteira de cada agente de mercado por ponto de entrega	Mensal, em cada um dos cinco meses seguintes ao mês a que se refere o Consumo Discriminado Agregado Provisório
Consumo Discriminado Agregado Definitivo	ORD	Agente de Mercado	Consumo diário agregado da carteira de cada agente de mercado por ponto de entrega	Após obtenção dos dados definitivos de todos os clientes finais da carteira
Repartição mensal corrigida	ORD	ORT (função GTG) e Agente de Mercado	Consumos apurados para o mês M com base em leituras reais e estimativas e correções às repartições mensais dos meses anteriores ao mês M por atualizações das leituras	Mensal, em simultâneo com a publicação dos Consumos Discriminados Agregados Provisórios e Definitivos
Correções às repartições mensais	ORD	Agente de Mercado	Correção às repartições mensais de cada um dos meses anteriores ao mês M, incluídas na Repartição mensal corrigida	Mensal, em simultâneo com a publicação da Repartição Mensal corrigida

<sup>3</sup> No processo de mudança de comercializador, têm acesso à leitura o novo comercializador e o comercializador cessante.

<sup>4</sup> O envio destas leituras ao ORT apenas deve ser efetuado mediante solicitação explícita desta entidade, com identificação dos pontos de leitura pretendidos.

**27. DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS RELATIVOS A UAG**

A disponibilização de dados relativos aos consumos nas redes de distribuição ligadas a UAG segue o disposto na presente Secção com as necessárias adaptações tendo em conta o disposto no Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG e as especificidades resultantes da não aplicação de disposições do MPGTG relativas à compensação de rede.

**Secção III**  
**ATRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL**

**28. ATRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL ENTREGUE AOS COMERCIALIZADORES**

A afetação, a cada um dos agentes de mercado, do gás natural correspondente aos consumos da sua carteira envolve a utilização de estimativas, perfis de consumo e fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos. Não sendo estes elementos conhecidos de forma rigorosa, verificam-se, em cada período diário, diferenças entre a energia de saída da RNTGN para consumos e a soma das energias afetas aos vários agentes de mercado que devem ser atribuídas a gás de operação nos termos do MPGTG.

Para efeitos do descrito anteriormente é necessário efetuar os cálculos que a seguir se descrevem.

**29. AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS DO GÁS NATURAL ATRIBUÍDO A CADA AGENTE DE MERCADO**

A energia efetivamente recebida nos pontos de consumo, correspondente a cada agente de mercado, em cada nível de pressão, é ajustada para perdas e autoconsumos, para o referencial de saída da RNTGN, utilizando os perfis de perdas aplicáveis, sendo calculada pela seguinte fórmula:

$$CRSRNTGN_d = CDA_d \times (1 + \gamma_d)$$

em que:

$CRSRNTGN_d$  - Consumo referido à saída da RNTGN no período  $d$ .

$CDA_d$  - Consumo discriminado agregado no período  $d$ .

$\gamma_d$  - Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos aplicável, no período  $d$ , calculado da seguinte forma:

- Clientes finais em BP:  $\gamma_d = ((1 + \gamma_{RBPd}) \times (1 + \gamma_{RMPd})) - 1$

em que:

$\gamma_{RBPd}, \gamma_{RMPd}$  - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos a uma rede de distribuição em baixa pressão (BP) e em média pressão (MP).

- Clientes finais em MP:  $\gamma_d = ((1 + \gamma_{RMPd})) - 1$

em que:

$\gamma_{RBPd}, \gamma_{RMPd}$  - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos a uma rede de distribuição média pressão (MP).

O valor da energia, calculado de acordo com as fórmulas anteriores, é determinado para cada período horário, no caso dos clientes com medição de registo intradiário, e é determinado para cada período diário no caso dos restantes clientes.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos que permitem os cálculos acima indicados são publicados anualmente pela ERSE, com base em proposta dos operadores das redes, nos termos do RARII.

Os fatores de ajustamento são aplicáveis quando as perdas e autoconsumos a que se referem não sejam compensados diretamente pelo GTG e/ou operadores das infraestruturas no exercício da compensação operacional das respetivas infraestruturas de acordo com o previsto no ROI do setor do gás natural. Prazos para apuramento dos consumos discriminados agregados definitivos

A disponibilização de dados definitivos mensais das carteiras dos agentes de mercado deve ocorrer num período de 6 meses a contar do último dia do mês respetivo, com um período de objeção de 30 dias úteis, entendendo-se por período de objeção o intervalo temporal durante o qual os dados agregados definitivos disponibilizados podem ser contestados pelas entidades que os recebem.

### Capítulo V

#### INDICADORES DE ATIVIDADE SOBRE A APLICAÇÃO DO GUIA DE MEDIÇÃO

#### 30. INDICADORES DE ATIVIDADE SOBRE A APLICAÇÃO DO GUIA DE MEDIÇÃO

O ORT e os ORD devem calcular e enviar à ERSE com periodicidade semestral os indicadores previstos na Tabela 1.

**Tabela 1 – Indicadores de atividade sobre o Guia de Medição**

Indicador	Descrição	Responsável
<b>A – Caracterização do sistema de medição</b>		
A1 – Número de instalações ligadas à rede de transporte	Número total de instalações ligadas à rede de transporte, desagregado por tipo de instalação	ORT
A2 – Número de instalações ligadas a cada rede de distribuição	Número total de instalações ligadas a cada rede de distribuição, desagregado por tipo de instalação (produção ou consumo), por tipo de medição (intradiária, diária e não diária), por tipo de sistema de medição (categoria 2 apenas com contador ou com contador e DECVG) e por tipo de leitura (remota ou local)	ORD
<b>B – Leitura</b>		
B1 – Periodicidade de leitura das instalações ligadas à rede de transporte	Periodicidade média de leitura das instalações ligadas à rede de transporte	ORT
B2 – Periodicidade de leitura das instalações com leitura remota ligadas a cada rede de distribuição	Periodicidade média de leitura das instalações com leitura remota ligadas a cada rede de distribuição	ORD
B3 – Periodicidade de leitura das instalações com leitura local ligadas a cada rede de distribuição	Periodicidade média de leitura das instalações com leitura local ligadas a cada rede de distribuição, desagregada por tipo de instalação (consumo anual entre 10 000 m <sup>3</sup> (n) e 100 000 m <sup>3</sup> , consumo anual inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> (n))	ORD
B4 – Leituras extraordinárias	Número de leituras extraordinárias realizadas	ORD
B5 – Leituras de sistemas de medição com telecontagem	Número acumulado de leituras de sistemas de medição com telecontagem, no período em análise	ORT e ORD

Indicador	Descrição	Responsável
B6 – Leituras de sistemas de medição sem telecontagem	Número acumulado de leituras de sistemas de medição sem telecontagem, no período em análise	ORD
B7 – Taxa de sucesso das leituras de sistemas de medição com registo diário ou intradiário	Número de leituras remotas bem sucedidas face ao número total de leituras remotas devidas, nomeadamente, percentagem de leituras obtidas no dia seguinte ao dia de consumos face ao número total de leituras devidas, desagregado por tipo de medição (intradiária e diária) e percentagem de leituras obtidas no terceiro dia seguinte ao dia de consumos face ao número total de leituras devidas, desagregado por tipo de medição (intradiária e diária)	ORT e ORD
B8 – Percentagem de releituras motivadas por erros de leitura manual	Percentagem de leituras locais repetidas por via da eventual ação manual incorreta dos agentes de leitura	ORD
<b>C – Instalação dos sistemas de medição</b>		
C1 – Instalação dos sistemas de medição nas ligações à rede de transporte	Número total de sistemas de medição instalados nas instalações ligadas à rede de transporte, desagregando os sistemas substituídos dos novos sistemas	ORT
C2 – Instalação dos sistemas de medição nas ligações às redes de distribuição	Número total de sistemas de medição instalados nas instalações ligadas a cada rede de distribuição, desagregando os sistemas substituídos dos novos sistemas	ORD
<b>D – Verificação dos sistemas de medição</b>		
D1 – Número de ações de verificação dos sistemas de medição	Número de ações de verificação dos sistemas de medição, desagregando as periódicas das extraordinárias	ORT e ORD
D2 – Período entre ações de verificação periódica dos sistemas de medição	Número médio de anos decorridos desde a última verificação periódica ou substituição dos sistemas de medição verificado no período em análise, desagregado por sistema de medição 1 e 2, tipologia e tipo de contador	ORT e ORD
<b>E – Correção de anomalias de medição e leitura</b>		
E1 – Correção de anomalias de medição e leitura	Número de anomalias de medição e leitura corrigidas, por tipo, para as anomalias que motivaram acertos de faturação	ORT e ORD
<b>F – Procedimento fraudulento</b>		
F1 – Situações de procedimento fraudulento	Número de situações de procedimento fraudulento detetadas, por tipo	ORD
<b>G – Disponibilização de dados de consumo</b>		
G1 – Atraso na disponibilização do Consumo Discriminado Agregado	Número de dias em que foi excedido o prazo previsto para a disponibilização dos consumos discriminados agregados	ORT e ORD
G2 – Data de apuramento dos consumos definitivos	Data em que os consumos se tornaram definitivos, por mês, por tipo de medição (intradiária, diária e não diária)	ORT e ORD
G3 – Objeção aos dados de consumo	Percentagem de objeções aos dados de consumo (leituras e consumos estimados) calculada através do quociente entre o número de objeções aos dados de consumo e o total de disponibilizações	ORT e ORD
G4 – Objeção aos dados de consumo que resulte em modificações	Percentagem de objeções aos dados de consumo (leituras e consumos estimados) que tenha resultado em modificações (da leitura ou do consumo estimado) calculada através do quociente entre o número de objeções de que tenham resultado alterações e o total de objeções	ORT e ORD
G5 – Gás de operação relativo a diferenças entre as saídas da RNTGN para a RNDGN	Valor médio das atribuições a gás de operação, apurado como a diferença entre o total de gás natural entregue em cada uma das redes de distribuição (medido na GRMS) e o total das entregas de gás a clientes finais, em cada mês do período em análise	ORD

A informação prevista na Tabela 1 deve ser incluída num relatório a enviar à ERSE até 45 dias após o final do semestre a que diz respeito, sendo esse prazo de 12 meses no caso dos indicadores G2 a G5.

## Capítulo VI

## DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

## 31. REGRAS DE APLICAÇÃO NO TEMPO

Salvo se expressamente previsto, as alterações gerais e específicas estabelecidas neste documento são aplicáveis às situações que se constituam após a data de entrada em vigor do Guia de Medição.

## 32. REGIME SUPLETIVO

Sem prejuízo do disposto no presente Guia de Medição, é permitida a utilização de produtos, materiais, componentes e equipamentos por ele abrangidos, desde que acompanhados de certificados emitidos com base em especificações e procedimentos que assegurem uma qualidade equivalente à visada por este Guia de Medição.

## 33. AUDITORIAS EXTERNAS

Às auditorias externas a realizar no âmbito da verificação do cumprimento das disposições do Guia de Medição é aplicado o disposto no RRC.

311210686

## UNIVERSIDADE ABERTA

## Despacho n.º 3209/2018

Considerando que foi criado o “Ciclo de Estudos de Doutoramento em Álgebra Computacional”, conjuntamente pela Universidade de Coimbra (UC) e pela Universidade Aberta (UAb), no âmbito do “Acordo de Consórcio entre a Universidade de Coimbra e a Universidade Aberta”, de 23 de julho de 2015, pelos seus respetivos reitores, ouvidos os correspondentes conselhos científicos e conselhos pedagógicos das duas instituições de ensino superior, nos termos e para efeitos dos artigos 11.º, 61.º, n.º 1 e 2 e 74.º da Lei n.º 62/2007, de 10/09 (RJES) e do artigo 41.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 74/2006, de 24/03, na redação da sua republicação efetuada pelo Decreto-Lei n.º 63/2016, de 13/09;

Considerando que o referido ciclo de estudos foi acreditado pela Agência de Avaliação e Acreditação do Ensino Superior (A3ES), enquanto ciclo de estudos em associação, sob o processo n.º NCE/16/00001, e registado na Direção-Geral do Ensino Superior (DGES) sob o n.º R/A-Cr 130/2016, em 09/11/2016, de acordo com o artigo 61.º, n.ºs 3 a 6, do RJES, e com os artigos 41.º, n.º 2, alínea a), 53.º, n.º 4 e 57.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 74/2006, na sua redação atual;

A UC e a UAb, no âmbito do acordo de consórcio entre elas, determinam a publicação do “Ciclo de Estudos de Doutoramento em Álgebra Computacional”, incluindo o respetivo plano de estudos, para vigorar nos termos do anexo seguinte:

## ANEXO

## Estrutura curricular e plano de estudos

1 — Estabelecimento de ensino: Universidade Aberta e Universidade de Coimbra

- 2 — Unidade orgânica: Departamento de Ciências e Tecnologia (UAb) e Faculdade de Ciências e Tecnologia (UC)  
 3 — Curso: Doutoramento em Álgebra Computacional  
 4 — Grau ou diploma: Doutor  
 5 — Área científica predominante do curso: Matemática  
 6 — Número de ECTS, segundo o sistema europeu de transferência de créditos, necessário à obtenção do grau ou diploma: 240  
 7 — Duração normal do curso: 4 anos/ 8 semestres  
 8 — Opções, ramos, ou outras formas de organização de percursos alternativos em que o curso se estruture (se aplicável): N/A  
 9 — Áreas científicas e ECTS que devem ser reunidos para a obtenção do grau ou diploma:

QUADRO N.º 1

Área científica	Sigla	Créditos	
		Obrigatórios	Optativos
Matemática. ....	MAT	220	0
Tecnologias da informação e comunicação. ....	TIC	20	0
<i>Total</i> . . . . .		240	0

## Plano de Estudos

## Doutoramento em Álgebra Computacional

## 1.º Ano

QUADRO N.º 2

Unidades curriculares	Área científica	Tipo	Tempo de trabalho (horas)		Créditos	Observações
			Total	Contacto		
Teoria de grupos. ....	MAT	Semestral . . . .	260	10	10	
Teoria de semigrupos. ....	MAT	Semestral . . . .	260	10	10	
Lógica. ....	MAT	Semestral . . . .	260	10	10	
GAP em grupos e semigrupos. ....	MAT	Semestral . . . .	260	10	10	