



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E
DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS
DO
SECTOR DO GÁS NATURAL**

Dezembro 2008

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

Índice

1	OBJECTO	1
2	ÂMBITO DE APLICAÇÃO	3
3	NORMAS E DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	5
4	SIGLAS E DEFINIÇÕES	7
4.1	Siglas.....	7
4.2	Definições.....	9
5	DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA	13
5.1	Sistema de Medição	13
5.1.1	Sistemas categoria 1	14
5.1.1.1	Estações de Regulação e Medição de 1ª classe (GRMS), Estações de Medição de 1ª classe (GMS) e Estações de Transferência de Custódia (CTS)	14
5.1.1.2	Postos de Regulação e Medição (PRM) ou Postos de Medição (PM) de 1ª Classe, de ramais de AP para clientes ligados à rede de transporte	15
5.1.2	Sistemas Categoria 2	15
5.1.2.1	Sistema de Medição com contador, normalmente instalado em clientes domésticos ou em clientes com consumos inferiores a 100 000 m ³ (n)/ano.....	16
5.1.2.2	Sistema de Medição com contador e corrector de volume, associados a clientes com consumos superiores a 100 000 m ³ (n)/ano.....	16
5.2	Sistema de Telecontagem	16
5.3	Sistemas de Contagem com leitura local	18
6	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO	19
6.1	Contador de Gás	19
6.1.1	Características	19
6.1.2	Instalação	19
6.1.2.1	Sistemas Categoria 1	19
6.1.2.2	Sistemas Categoria 2.....	19
6.2	Elemento primário de medição de Pressão.....	20
6.2.1	Características	20
6.2.1.1	Sistemas Categoria 1	20
6.2.1.2	Sistemas Categoria 2.....	20
6.2.2	Instalação	21
6.2.3	Parametrização	21
6.3	Elemento primário de medição de Temperatura	21
6.3.1	Características	22
6.3.1.1	Sistemas Categoria 1	22
6.3.1.2	Sistemas Categoria 2.....	22
6.3.2	Instalação	22
6.3.3	Parametrização	22
6.4	Dispositivo Electrónico de Conversão de Volume de Gás (Correctores e Computadores de Volume)	23
6.4.1	Características	23
6.4.1.1	Sistemas Categoria 1.....	23

6.4.1.2	Sistemas Categoria 2.....	24
6.4.2	Parâmetros de qualidade do gás	25
6.4.2.1	Sistema Categoria 1.....	26
6.4.2.2	Sistemas Categoria 2.....	26
6.5	Equipamentos de Análise de Gás (Cromatógrafos)	26
6.5.1	Características	26
6.5.2	Instalação	27
6.5.3	Parametrização	27
6.6	Cálculo de Energia	27
6.6.1	Pontos de medição com cromatógrafo	27
6.6.2	Pontos de medição sem cromatógrafo	27
6.7	Tubagem	28
6.7.1	Sistemas Categoria 1	28
6.7.2	Sistemas Categoria 2.....	28
6.8	Erros máximos admissíveis	29
6.8.1	Contadores de gás.....	29
6.8.1.1	Sistemas Categoria 1.....	29
6.8.1.2	Sistemas Categoria 2.....	29
6.8.2	Correctores de Volume	29
6.8.3	Dispositivos de Cálculo de Energia (computadores de caudal)	29
6.8.4	Cromatógrafos.....	29
6.9	Telecontagem.....	30
6.9.1	Sistemas Categoria 1	30
6.9.2	Sistemas Categoria 2.....	31
7	PROCEDIMENTOS PARA A COLOCAÇÃO EM SERVIÇO DE UM PONTO DE MEDIÇÃO E SUA ALTERAÇÃO	33
7.1	Fornecimento e instalação de sistemas de medição.....	33
7.2	Alteração de um equipamento de medição em serviço.....	34
7.3	Instalações de clientes finais com duplo equipamento de medição	34
8	PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO E ENSAIO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO.....	37
8.1	Verificação dos Equipamentos de Medição	37
8.2	Verificações Periódicas.....	37
8.3	Verificações Extraordinárias	37
8.4	Reparações e substituições dos Sistemas de Medição.....	38
8.5	Periodicidade das verificações.....	38
8.5.1	Sistemas Categoria 1	38
8.5.2	Sistemas Categoria 2.....	39
9	PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO E TELECONTAGEM	41
10	PROCEDIMENTOS DE PARAMETRIZAÇÃO E PARTILHA DOS DADOS DE MEDIÇÃO	43
10.1	Recolha de Dados	43

10.2 Disponibilização de Dados.....	43
10.2.1 Sistemas Categoria 1	43
10.2.2 Sistemas Categoria 2	44
11 PARAMETRIZAÇÃO REMOTA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E RESPECTIVOS PROCEDIMENTOS	45
12 PROCEDIMENTOS RELATIVOS À CORRECÇÃO DE ERROS DE MEDIÇÃO, LEITURA E DE COMUNICAÇÃO DE DADOS À DISTÂNCIA.....	47
12.1 Identificação da anomalia	47
12.2 Correção de erros de Medição, Leitura e de Comunicação de Dados à distância	47
12.2.1 Medição e Leitura	47
12.2.1.1 Sistemas Categoria 1	47
12.2.1.2 Sistemas Categoria 2	49
12.2.2 Comunicação de dados à distância	50
12.2.2.1 Sistemas Categoria 1	50
12.2.2.2 Sistemas Categoria 2	51
12.3 Responsabilidade pela correção de anomalias	51
12.4 Acesso ao Sistema de Medição	51
13 SELAGEM DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO E TELECONTAGEM	53
14 CORRECÇÃO DE VOLUMES MEDIDOS E TRANSFORMAÇÃO EM ENERGIA (KWH).....	55
15 PROCEDIMENTOS A SEGUIR PARA EFEITOS DE APURAMENTO DE CONSUMOS.....	59
15.1 Determinação do Consumo Médio Diário em clientes finais	60
15.1.1 Clientes sem medição de registo diário e com histórico de leituras	60
15.1.2 Clientes sem medição de registo diário e sem histórico de leituras	60
15.1.3 Clientes com medição de registo diário	60
15.2 Método de Estimativa “Histórico Homólogo Simples”	62
15.2.1 Clientes com histórico de consumo	62
15.2.2 Clientes sem histórico de consumo	62
15.3 Método de Estimativa “Histórico Homólogo Corrigido”	63
15.3.1 Clientes com histórico de consumo	63
15.3.2 Clientes sem histórico de consumo	63
15.4 Estimativa para clientes finais com medição de registo diário.....	63
16 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PARA EFEITO DE REPARTIÇÕES E BALANÇOS	65
16.1 Metodologia de aplicação de perfis de consumo	66
16.2 Consumo Discriminado Agregado Estimado.....	67
16.2.1 Clientes com medição de registo diário	67
16.2.2 Clientes sem medição de registo diário e com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	68
16.2.3 Clientes sem medição de registo diário e com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	69

16.3	Consumo Discriminado Agregado Definitivo	69
16.3.1	Clientes com medição de registo diário	70
16.3.2	Clientes sem medição de registo diário	70
16.4	Metodologia de disponibilização de dados.....	71
16.4.1	Disponibilização de dados de telecontagem.....	71
16.4.2	Disponibilização de valores de consumo acumulados	72
16.4.3	Disponibilização de valores de consumo estimado	72
16.4.4	Dados de consumo discriminado agregado - Repartições	72
16.4.4.1	Clientes finais com medição de registo diário	73
16.4.4.2	Clientes finais sem medição de registo diário	73
16.5	Balanço diário	73
16.6	Balanço mensal	74
16.7	Objecção aos dados de consumo	74
16.8	Entidades destinatárias, formato, conteúdos e periodicidade dos fluxos de informação.....	75
16.8.1	Formato e suporte da informação a disponibilizar	75
16.8.2	Entidades destinatárias, conteúdos e periodicidade dos fluxos de informação.....	76
16.8.3	Clientes Finais com medição de registo diário	76
16.8.4	Clientes finais sem medição de registo diário.....	77
16.8.5	Dados dos clientes finais para o Operador da Rede de Transporte (função Acerto de Contas)	78
17	AUDITORIAS EXTERNAS AO FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS DE CONTAGEM E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	79
17.1	Objectivo e Âmbito.....	79
17.2	Responsabilidade da realização da auditoria.....	79
17.3	Material auditável.....	79
17.4	Execução da auditoria	80
17.5	Periodicidade da auditoria	80
17.6	Relatório da auditoria.....	80

1 OBJECTO

O presente Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (doravante designado por Guia de Medição), tem como objecto as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados. De acordo com o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Guia de Medição estabelece as disposições relativas aos equipamentos de medição de gás natural e os procedimentos associados à recolha e tratamento da informação de contagem no Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), incluindo regras nomeadamente sobre as seguintes matérias:

- a) Descrição geral do sistema de medição de gás natural.
- b) Fornecimento e instalação de equipamentos de medição, de acordo com os princípios gerais definidos a este respeito para cada ponto de medição no RRC.
- c) Características dos equipamentos de medição, designadamente a classe de precisão mínima e as grandezas complementares de correcção de volume a medir.
- d) Verificação extraordinária dos equipamentos de medição.
- e) Correcção de erros de medição e de leitura.
- f) Aplicação de estimativas de consumo sempre que não ocorra a leitura dos equipamentos de medição.
- g) Correcção do volume pelo efeito da temperatura, pressão e factor de compressibilidade.
- h) Determinação do poder calorífico superior, para efeitos de facturação.
- i) Aplicação de perfis de consumo a clientes.
- j) Disponibilização pelas entidades que operam as redes, dos dados de consumo recolhidos nos pontos de medição dos clientes, nomeadamente para efeitos de repartições e balanços.
- k) Medição, leitura e disponibilização de dados de instalações destinadas ao armazenamento subterrâneo e à recepção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito.
- l) Regras a observar na implementação e operação dos sistemas de telecontagem.

2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente Guia de Medição as seguintes entidades:

- a) Os consumidores ou clientes finais.
- b) Os comercializadores.
- c) Os comercializadores de último recurso retalhistas.
- d) O comercializador de último recurso grossista.
- e) O comercializador do SNGN.
- 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 recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.

Estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente Guia de Medição os seguintes pontos de medição:

- a) As ligações da rede de transporte às redes de distribuição.
- b) As ligações às redes das instalações de clientes.
- c) As ligações às redes das instalações de recepção, designadamente os terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- d) As ligações às redes das instalações de armazenamento de gás natural, designadamente de armazenamento subterrâneo.
- e) Os postos de enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima nos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- f) Os postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia nos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- g) As ligações das instalações autónomas de armazenamento e regaseificação de GNL às redes de distribuição.
- h) As interligações entre a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural e as redes fora do território nacional.
- i) Nas interligações entre redes de distribuição de diferentes operadores.

3 NORMAS E DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

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

VIM - Vocabulário Internacional de Metrologia.

ISO 9951 - Measurement of gas flow in closed conduits - Turbine meters.

ISO 13443/96 Natural Gas - Standard Reference Conditions.

ISO 6976 - Natural Gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index.

ISO 12213 - Natural Gas - Calculation of compression factor.

Portaria 390/94, de 17 de Junho, que aprovou o Regulamento Técnico relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção de gasodutos de transporte de gases combustíveis.

Portaria 376/94, de 14 de Junho, que aprovou o Regulamento Técnico relativo à instalação, exploração e ensaio dos postos de redução de pressão a instalar nos gasodutos de transporte e nas redes de distribuição de gases combustíveis.

Decreto-Lei 291/90, de 20 de Setembro, que estabeleceu o regime jurídico do controlo metrológico dos métodos e instrumentos de medição.

Portaria 962/90, de 9 de Outubro, que aprovou o Regulamento Geral do controlo metrológico.

Decreto-Lei 192/2006, de 26 de Setembro, que estabeleceu os requisitos essenciais gerais a observar na colocação no mercado e em serviço dos instrumentos de medição nele referidos.

Portaria 34/2007, de 8 de Janeiro, que fixou os domínios de utilização e requisitos essenciais específicos a observar pelos contadores de gás e dispositivos de conversão de volume para uso doméstico, comercial e das indústrias ligeiras.

Portaria 386/94, de 16 de Junho, que aprovou o regulamento técnico relativo ao projecto, construção, exploração e manutenção de redes de distribuição de gases combustíveis.

4 SIGLAS E DEFINIÇÕES

4.1 SIGLAS

No presente Guia de Medição são utilizadas as seguintes siglas:

AP - Alta pressão.

BP - Baixa pressão.

CO₂ - Dióxido de Carbono.

CTS - Estações de Transferência de Custódia (*Custody Transfer Station*).

DN - Diâmetro Nominal.

EN - Norma Europeia.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

F_C - Factor de Conversão.

F_{CP} - Factor de Correção de Pressão.

F_{CT} - Factor de Correção de Temperatura.

F_{CV} - Factor de Correção de Volume.

GN - Gás Natural.

GNL - Gás Natural Liquefeito.

GMS - Estação de Medição de Gás Natural (*Gas Metering Station*).

GRMS - Estação de Redução e Medição de Gás Natural (*Gas Regulating and Metering Station*).

MP - Média Pressão.

MPAC - Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

ORD - Operador da Rede de Distribuição.

ORT - Operador da Rede de Transporte.

P - Pressão Absoluta (bar).

PCS - Poder Calorífico Superior.

PM - Posto de Medição de Gás Natural.

PRM - Posto de Redução e Medição de Gás Natural.

PT - Transmissor de Pressão.

PTZ - Tipo de conversor de volume de gás natural tendo em conta a Pressão (P), a Temperatura (T) e o factor de compressibilidade (Z), de acordo com a norma EN 12405.

RNDGN - Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural.

RNTGN - Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.

RPGN - Rede Pública de Gás Natural.

RQS - Regulamento da Qualidade de Serviço.

RRC - Regulamento de Relações Comerciais.

RTU - Unidade Terminal Remota (*Remote Terminal Unit*).

SNGN - Sistema Nacional de Gás Natural.

T - Temperatura (°C).

TT - Transmissor de temperatura.

UAG - Unidade Autónoma de Gaseificação de Gás Natural Liquefeito.

UCT - Unidade Central de Telecontagem.

UM - Unidade de Medição.

UPS - *Uninterruptible Power Supply*.

URT - Unidade Remota de Telecontagem.

V - Volume Bruto (m³).

Vn - Volume Normalizado (m³(n)).

4.2 DEFINIÇÕES

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

- a) Acerto de Contas - função da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, que procede às repartições, balanços e à determinação das existências dos agentes de mercado nas infra-estruturas.
- b) Agente de Mercado - entidade que transacciona gás natural nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo às seguintes entidades: comercializadores, comercializador do SNGN, comercializadores de último recurso retalhistas, comercializador de último recurso grossista e clientes elegíveis 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) Ano Gás - período compreendido entre as 00:00h de 1 de Julho e as 24:00h de 30 de Junho do ano seguinte.
- e) Auditoria aos Sistemas de Medição - conjunto de operações destinadas a verificar a conformidade de um sistema de contagem perante os requisitos referidos no presente Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados ou em normas nele referidas.
- f) Baixa Pressão - pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar.
- g) *By-pass* - tubagem sem equipamento de medição colocada paralelamente à linha principal 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.
- h) Cadeia de Medida - conjunto formado por um contador e por um corrector de caudal.
- i) Capacidade - caudal de gás natural, expresso em termos de energia por unidade de tempo.
- j) Condições de Referência - condições de acordo com a norma ISO 13443/96 Natural Gas - Standard Reference Conditions. 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.
- k) Contador - equipamento destinado a medir, totalizar e indicar a quantidade de gás que passa através dele.
- l) Cliente - pessoa singular ou colectiva que compra gás natural para consumo próprio.
- m) Cliente Doméstico - cliente que compra gás natural para uso não profissional ou comercial.
- n) Comercializador - entidade titular de licença de comercialização de gás natural que exerce a actividade de comercialização livremente.

- o) 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 e aos clientes com consumos anuais iguais ou superiores a 2 000 000 m³(n) que, por opção ou por não reunirem as condições, não exerçam o seu direito de elegibilidade.
- p) 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 clientes ligados à rede com consumo anual inferior a 2 000 000 m³(n) que, por opção ou por não reunirem as condições de elegibilidade para manter uma relação contratual com outro comercializador, ficam sujeitos ao regime de tarifas e preços regulados.
- q) Dia gás - período compreendido entre as 00:00h e as 24:00h do mesmo dia.
- r) Distribuição - veiculação de gás natural através de redes de distribuição de média ou baixa pressão, para entrega às instalações fisicamente ligadas à RNDGN, excluindo a comercialização.
- s) Grande Cliente - cliente com consumo anual igual ou superior a 2 milhões de m³(n).
- t) Correção - método utilizado para fazer a normalização do gás natural para as condições normais de pressão e temperatura.
- u) Corrector de Volume - equipamento destinado a corrigir o volume medido num contador pelo efeito da temperatura, da pressão e do factor de compressibilidade em relação às condições de referência de pressão e temperatura (1,01325 bar e 0°C).
- v) Gestão Técnica Global do Sistema - conjunto de actividades e responsabilidades de coordenação do SNGN, de forma a assegurar a segurança e continuidade do abastecimento de gás natural.
- w) Infra-estruturas da RPGN - infra-estruturas, nomeadamente os terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, os armazenamentos subterrâneos de gás natural, as redes de transporte e distribuição e as unidades autónomas de gás natural.
- x) Instalação de gás natural - instalação ligada à RPGN para uso de um ou mais clientes finais.
- y) Interligação - conduta de transporte que transpõe uma fronteira entre países vizinhos com a finalidade de interligar as respectivas redes de transporte.
- z) Média pressão - pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar.
- aa) Operador da Rede de Distribuição - entidade concessionária ou titular de licença de distribuição de serviço público da RNDGN, responsável pela exploração, manutenção e desenvolvimento da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e

- qualidade de serviço, numa área específica, bem como das suas interligações com outras redes, quando aplicável, devendo assegurar a capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de distribuição de gás natural.
- bb) Operador da Rede de Transporte - entidade concessionária da RNTGN, responsável pela exploração, manutenção e desenvolvimento 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.
- cc) Operador de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural - entidade concessionária do respectivo armazenamento subterrâneo, responsável pela exploração e manutenção das capacidades de armazenamento e das infra-estruturas de superfície, em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço.
- dd) Operador de Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL - entidade concessionária do respectivo terminal, sendo responsável por assegurar a sua exploração e manutenção, bem como a sua capacidade de armazenamento e regaseificação em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço.
- ee) 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 do GN e de cada instalação.
- ff) Perdas - descarga ou queima de gás natural para efeitos de controlo de pressão ou intervenção nas instalações, no qual o gás natural é queimado ou dispersado de forma controlada e voluntária.
- gg) *Pipe-Spool* - troço de tubagem provido de meio de interligação.
- hh) 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.
- ii) Ponto de entrega - ponto da RNDGN ou da RNTGN a partir da qual se faz a alimentação física do gás natural a qualquer entidade (ex: operador de rede ou cliente industrial).
- jj) Raquete Cega - acessório em forma de “8”, feito de material não permeável, normalmente aço, que permite a passagem ou a interrupção de fornecimento de GN, dependendo da posição em que é instalado na linha de *by-pass*.

- kk) Rede de distribuição regional - parte da RNDGN afecta a uma concessionária de distribuição de gás natural.
- ll) Rede de distribuição local - rede de distribuição de um pólo de consumo servida por uma ou mais UAGs.
- mm) Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) - conjunto de infra-estruturas de serviço público destinadas à distribuição de gás natural.
- nn) Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) - conjunto das infra-estruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás natural.
- oo) Sistema de Medição - conjunto de equipamentos, devidamente interligados, com o objectivo de determinar o volume de gás transaccionado num determinado ponto do SNGN.
- pp) Sistema de Qualidade de GN (cromatógrafos) - equipamento com o objectivo de determinar os parâmetros de qualidade do GN a utilizar na correcção do volume do gás e no cálculo da energia.
- qq) 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 informático.
- rr) Unidade Central de Telecontagem (UCT) - sistema com capacidade de comunicação bi-direccional 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.
- ss) Unidade Remota de Telecontagem (URT) - concentrador remoto que armazena informações de contagem de energia de um ou vários contadores e as processa internamente, com ou sem tarifário, dotado de capacidade de comunicação com as UCT.
- tt) Transporte - veiculação de gás natural numa rede interligada de alta pressão, para efeitos de recepção e entrega a distribuidores e a instalações fisicamente ligadas à rede de transporte, excluindo a comercialização.
- uu) Volume normalizado - quantidade de GN medido em volume às condições de referência, de pressão e temperatura, e expresso em m³(n).

5 DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA

5.1 SISTEMA DE MEDIÇÃO

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 as liquidações dos relacionamentos comerciais entre as várias entidades do SNGN.

O Sistema de Medição de Gás Natural é composto por um contador e, nos casos em que as quantidades transaccionadas o justifiquem, por um corrector de volume que pode ainda estar ligado a um Sistema de Telecontagem.

As configurações dos Sistemas de Medição podem-se dividir em duas categorias principais:

SISTEMAS CATEGORIA 1

Sistemas de Medição instalados em pontos de medição de Gás Natural ligados à RNTGN:

- Nas ligações da rede de transporte às redes de distribuição.
- Nas ligações às redes de transporte das instalações de clientes alimentados a Alta Pressão.
- Nas ligações às redes dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- Nas ligações às redes das instalações de armazenamento de gás natural, designadamente de armazenamento subterrâneo.
- Nas interligações entre a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural e as redes fora do território nacional.
- Nas ligações aos postos de enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima nos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- Nas ligações aos postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia nos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.

SISTEMAS CATEGORIA 2

Sistemas de Medição instalados em pontos de medição de Gás Natural ligados à RNDGN:

- Nas ligações às redes de distribuição de gás natural das instalações de clientes.

- Nas ligações das instalações autónomas de armazenamento e regaseificação de GNL às redes de distribuição.
- Nas ligações entre duas redes de distribuição operadas por diferentes operadores de redes.

5.1.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

Os Pontos de Medição de Gás Natural com Sistemas de Categoria 1, estão normalmente associados a Estações de Regulação e Medição de 1ª classe ou GRMS, a Estações de Medição de 1ª classe ou GMS, a Estações de Transferência de Custódia ou CTS e PM, e a Postos de Redução de 1ª classe.

Seguidamente descreve-se a composição dos Sistemas de Medição de Categoria 1, associados aos diferentes tipos de instalações.

5.1.1.1 ESTAÇÕES DE REGULAÇÃO E MEDIÇÃO DE 1ª CLASSE (GRMS), ESTAÇÕES DE MEDIÇÃO DE 1ª CLASSE (GMS) E ESTAÇÕES DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA (CTS)

Nestas estações, o Sistema de Medição é composto pelo menos por duas Unidades de Medição (UM), paralelas e independentes, cada uma com capacidade de medição de 100% do caudal de projecto, ou, opcionalmente por três UM, cada uma com capacidade de 50% do caudal de projecto, sendo que a segunda ou terceira UM, consoante os casos, funciona como linha de reserva.

Cada uma das UM deverá ser composta por:

- Um ou dois elementos primários de medição de caudal. No caso de serem dois, o segundo equipamento deverá ser colocado em série e servirá como comparação ou substituição do primeiro elemento em caso de falha deste.
- Elementos primários de medição de pressão e temperatura.
- Dispositivo electrónico de conversão de volume de gás com interface local com o utilizador.
- Tubagem de alinhamento, ou linha de medição.

Para além destes equipamentos, o Sistema de Medição deverá possuir uma unidade de concentração e arquivo dos dados, com indexação cronológica.

Nos casos em que cada UM só tem um elemento primário de medição de caudal, deverá 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. Deverá, ainda, possuir uma unidade independente de alimentação de energia eléctrica - *Uninterruptible Power Supply* (UPS) e uma ligação directa à Unidade Terminal Remota (RTU) que garanta a transmissão dos dados de consumo e alarmes de condição do equipamento de medição e operacionais, remotamente para Centros de Despacho ou Controlo, dos operadores das infra-estruturas.

5.1.1.2 POSTOS DE REGULAÇÃO E MEDIÇÃO (PRM) OU POSTOS DE MEDIÇÃO (PM) DE 1ª CLASSE, DE RAMAIS DE AP PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE TRANSPORTE

Nestes casos, normalmente aplicáveis a Pontos de Medição de Gás Natural nas ligações às redes das instalações de clientes à rede de transporte, o Sistema de Medição é composto por uma única UM, com uma capacidade de 100% do caudal de projecto e incluindo:

- Elemento primário de medição de caudal (normalmente turbina).
- Elementos primários de medição de pressão e temperatura.
- Dispositivo electrónico de conversão de volume de gás com sistema de arquivo de dados integrado e interface local com o utilizador.
- Tubagem de alinhamento.

Deverá, ainda, possuir uma linha não equipada, paralela à linha de medição, que será denominada de linha de *by-pass*, e que servirá como segurança de forma a poder intervir no Sistema de Medição sem comprometer o normal fornecimento de gás.

Deverá ter instalada uma unidade independente de UPS que garanta o funcionamento dos equipamentos electrónicos durante uma interrupção, temporária, da alimentação de energia eléctrica.

O Sistema de Medição deverá possuir uma ligação directa por fibra óptica ao sistema de telemetria que garanta a transmissão de dados de consumo para o Centro de Despacho do Operador da Rede.

5.1.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

Os Pontos de Medição de Gás Natural com Sistema de Categoria 2 contemplam dois subtipos de contagem do gás natural, descritos nos pontos seguintes.

5.1.2.1 SISTEMA DE MEDIÇÃO COM CONTADOR, NORMALMENTE INSTALADO EM CLIENTES DOMÉSTICOS OU EM CLIENTES COM CONSUMOS INFERIORES A 100 000 M³(N)/ANO

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

5.1.2.2 SISTEMA DE MEDIÇÃO COM CONTADOR E CORRECTOR DE VOLUME, ASSOCIADOS A CLIENTES COM CONSUMOS SUPERIORES A 100 000 M³(N)/ANO

Estes Sistemas de Medição são constituídos por uma única cadeia de medida, com uma capacidade de 100% do caudal de projecto, incluindo:

- Contador.
- Sondas de medição de pressão e temperatura.
- Corrector de Volume, incluindo as sondas de pressão e temperatura.

A recolha de dados das cadeias de medida pode ser transmitida remotamente para uma Unidade Central de Telecontagem (UCT).

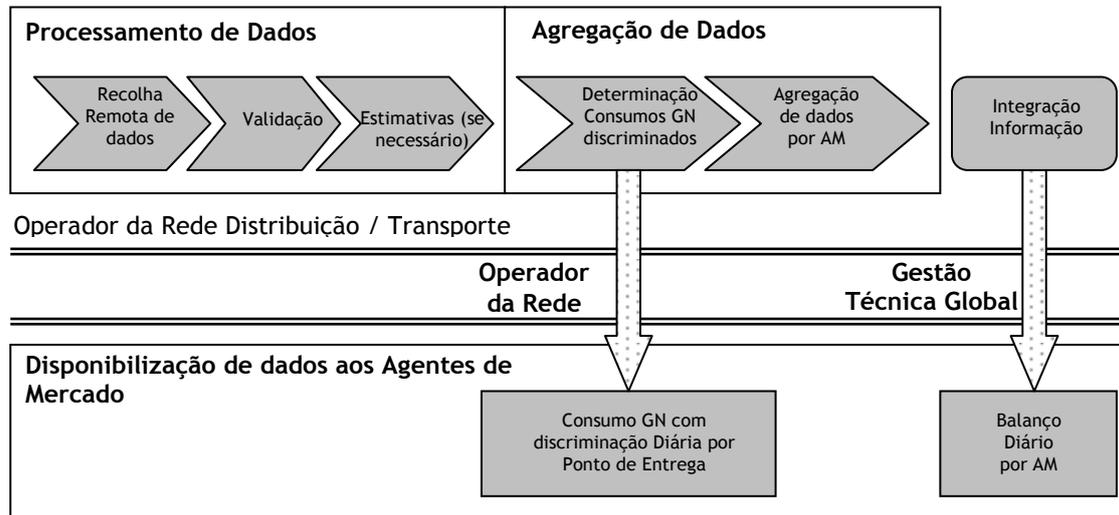
5.2 SISTEMA DE TELECONTAGEM

O Sistema de Telecontagem 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 Operador da Rede de Transporte na sua função de Gestor Técnico Global do SNGN.

O sistema, apresentado esquematicamente na figura seguinte, é composto por um conjunto de equipamentos locais, que efectuem a recolha dos dados de contagem do gás transaccionado e que garantem a supervisão e arquivo remoto dos respectivos 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.

A informação discriminada é posteriormente validada e agregada por Agente de Mercado, sendo disponibilizada pelo Operador da Rede de Transporte através de um balanço diário.

O consumo de gás natural com discriminação diária por ponto de entrega, depois de validado, é igualmente disponibilizado pelo respectivo operador da rede aos comercializadores, via Web, ou em formato a acordar entre as partes.



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

- As interligações entre a Rede Nacional de Transporte de gás natural e as redes fora do território nacional.
- As ligações da rede de transporte às redes de distribuição.
- As ligações às redes das instalações de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- As ligações às redes das instalações de armazenamento subterrâneo.
- Os pontos de recepção e enchimento de GNL a partir de via marítima nos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- As ligações das instalações de armazenamento e regaseificação de GNL às redes de distribuição.
- As ligações entre redes de distribuição de diferentes operadores.
- As ligações às redes das instalações de clientes com consumo anual igual ou superior a 100 000 m³(n).

5.3 SISTEMAS DE CONTAGEM COM LEITURA LOCAL

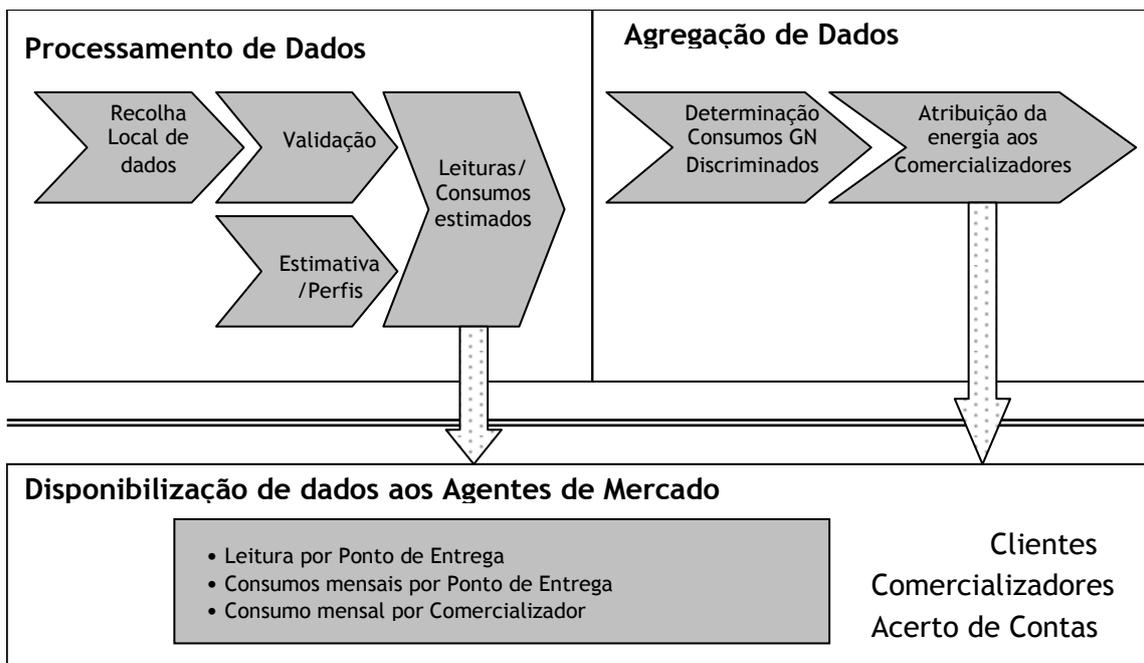
A recolha local de dados será efectuada nos casos em que não exista telecontagem (instalações com consumo anual contratado inferior a 100 000 m³(n)), com a seguinte periodicidade estabelecida em função do escalão de consumo:

- Para consumos anuais superiores a 10 000 m³(n) e inferiores a 100 000 m³(n), a periodicidade é mensal.
- Para consumos anuais inferiores a 10 000 m³(n), a periodicidade é bimestral.

Os operadores das redes de distribuição devem promover acções necessárias para garantir o cumprimento da periodicidade estabelecida.

A informação recolhida é revista e sujeita a uma validação, que inclui a aplicação de estimativas de consumo nos casos em que sejam detectados dados anómalos ou não tenham sido efectuadas leituras directas dos contadores de GN.

Os consumos de gás natural determinados diariamente são atribuídos aos agentes de mercado, sendo efectuada uma revisão mensal do balanço, por agente de mercado, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas (MPAC). As actividades e fluxos de informação inerentes aos sistemas de contagem com leitura local são apresentados na figura seguinte.



6 ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

6.1 CONTADOR DE GÁS

6.1.1 CARACTERÍSTICAS

Os medidores de caudal (contadores) a instalar, em função do tipo de Sistema de Medição de Gás Natural, devem possuir características adequadas à pressão de serviço, à capacidade contratada, ao local onde forem montados e devem estar aprovados para medição fiscal.

Em função da especificidade do tipo de instalação e dos critérios técnicos do operador da rede, podem ser utilizados, essencialmente, dois tipos de medidores de caudal:

- Contadores volumétricos (p.e. Turbina, Vortex, Ultrasónico, etc.).
- Contadores mássicos (p.e. Coriolis).

6.1.2 INSTALAÇÃO

6.1.2.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

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

6.1.2.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

Os PRMs e respectivos equipamentos de medição deverão estar no limite de propriedade, preferencialmente com acessibilidade permanente, de forma a serem efectuadas as intervenções tidas por convenientes. As exigências na instalação dependem do tipo de contador e deverão estar de acordo com as obrigações especificadas na respectiva aprovação de modelo.

Em todos os Sistemas de Medição em que não esteja prevista a instalação de corrector de volume, o contador deve ser instalado o mais próximo possível do regulador/estabilizador de pressão, respeitando as distâncias mínimas estabelecidas na aprovação de modelo.

Em todos os Sistemas de Medição onde esteja prevista a correcção de pressão e temperatura, as sondas de pressão e temperatura devem ser colocadas de modo a não interferir na qualidade da contagem. A sonda de pressão deve ser instalada a montante da cadeia de

medida (ou no próprio corpo do contador), e as sondas de temperatura devem ser instaladas a jusante da cadeia de medida.

6.2 ELEMENTO PRIMÁRIO DE MEDIÇÃO DE PRESSÃO

Os transmissores de pressão (PT) / sondas de pressão, têm como objectivo fornecer ao Dispositivo Electrónico de Conversão de Volume de Gás (Corrector de Volume), medições instantâneas das condições de pressão a que se encontra o sistema.

6.2.1 CARACTERÍSTICAS

6.2.1.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

Os transmissores de pressão / sondas de pressão deverão ser escolhidos mediante a pressão de serviço e o tipo de Sistema de Medição de Gás Natural.

Estes equipamentos deverão realizar as suas medições em condições de pressão absoluta e transmiti-las num *loop* de corrente eléctrica de 4-20 mA. Para além disso, devem estar aprovados para unidades fiscais e cumprir os requisitos de segurança eléctrica adequados à área em que se encontram instalados.

Os transmissores de pressão poderão ser de dois tipos: internos ou externos. Em geral, os transmissores internos são montados em correctores de volume convencionais e os externos estão ligados aos denominados computadores de caudal.

Os transmissores externos, são utilizados em Sistemas de Medição de Gás Natural normalmente associados a Postos de Regulação e Medida de 1ª classe, GRMS ou CTS e PM, e a Postos de Redução de 1ª ou 2ª classe, ou PRM, em que a transmissão dos dados de consumo se faz com recurso a fibra óptica.

Estes tipos de transmissores devem ser capazes de realizar as medições relativamente à pressão absoluta, e transmiti-las ao respectivo Dispositivo Electrónico de Conversão de Volume de Gás para que este faça a sua conversão analógico/digital e utilize estes dados no cálculo do valor normalizado do volume de gás.

6.2.1.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

Os transmissores de pressão (PTs) / sondas de pressão deverão cumprir os requisitos de segurança eléctrica adequados ao ambiente em que se encontram instalados e adequação à classe de pressão e classe de precisão requerida para efeitos de metrologia legal.

6.2.2 INSTALAÇÃO

O tipo de instalação a que ficam sujeitos os transmissores de pressão depende do tipo de Dispositivo Electrónico de Conversão de Volume de Gás (Corrector de Volume) e do consequente tipo de transmissor utilizado (interno ou externo).

Os transmissores internos ficam dependentes da instalação do Corrector de Volume, ficando este localizado junto do contador, em suporte apropriado ou colocado directamente sobre o contador.

Nos transmissores externos a colocação deve ser sempre junto do contador e numa posição vertical.

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

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

A instalação destes equipamentos em áreas perigosas ou potencialmente perigosas, deve ser efectuada em conformidade com as normas aplicáveis.

6.2.3 PARAMETRIZAÇÃO

A parametrização destes equipamentos fica a cargo do operador da rede ou da infra-estrutura em que o ponto de medição de gás natural se localize.

No caso de serem utilizados transmissores de pressão autónomos, o mais importante na parametrização será a determinação do intervalo de funcionamento, o qual deverá ter em atenção a pressão de serviço, a variação máxima admitida para a pressão e a parametrização do corrector. 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.

6.3 ELEMENTO PRIMÁRIO DE MEDIÇÃO DE TEMPERATURA

Os transmissores de temperatura (TT) / sondas de temperatura, têm como objectivo fornecer ao Dispositivo Electrónico de Conversão de Volume de Gás (Corrector de Volume) o valor instantâneo da temperatura existente no ponto de medição.

6.3.1 CARACTERÍSTICAS

6.3.1.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

Os transmissores de temperatura / sondas de temperatura mais utilizados são denominados de Pt100 ou Pt500 e deverão ser escolhidos mediante a temperatura de serviço e o tipo de Ponto de Medição de Gás Natural. São normalmente associados a Postos de Regulação e Medida de 1ª classe ou GRMS – Estações de Regulação e Medida, a Postos de Medição de 1ª classe ou CTS – Estações de Transferência de Custódia e PM – Postos de Medida e a Postos de Redução de 1ª ou 2ª classe ou PRM – Posto de Redução e Medida.

6.3.1.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

Os Sistemas de Medição que tenham um Corrector de Volume, integram normalmente um transmissor de temperatura ou sonda de temperatura. As sondas de temperatura a instalar devem ser do tipo termoresistência Pt 100, Pt 500 ou Pt 1000, devendo respeitar as normas aplicáveis e serem compatíveis com o Corrector de Volume a que estão ligadas.

6.3.2 INSTALAÇÃO

A montagem das sondas de temperatura deverá ser feita no corpo do contador, ou a jusante deste em bainhas próprias.

A instalação destes equipamentos deve ser efectuada em conformidade com as normas aplicáveis.

6.3.3 PARAMETRIZAÇÃO

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

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

Nos casos em que exista um transmissor de temperatura intercalado no *loop* de medida, torna-se necessário garantir que a gama de saída de sinal coincide com a do corrector. 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.

6.4 DISPOSITIVO ELECTRÓNICO DE CONVERSÃO DE VOLUME DE GÁS (CORRECTORES E COMPUTADORES DE VOLUME)

6.4.1 CARACTERÍSTICAS

6.4.1.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

Trata-se do equipamento electrónico que calcula o valor do volume normalizado, com base nos dados enviados pelos elementos primários (contador, PT e TT) 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 bem como arquivar e disponibilizar os dados de consumo, tanto local como remotamente.

Estes equipamentos devem dispor de características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem e deverão ser do tipo PTZ, isto é, o cálculo do volume normalizado deverá ter em atenção, para além dos dados provenientes dos equipamentos atrás referidos, a determinação do factor de compressibilidade. O cálculo deste factor deverá ser feito com recurso à norma ISO 12213-3 – *Natural Gas – Calculation of compression factor – Calculation using physical properties (SGERG-88 – Virial Equation Simplified)*, de acordo com a expressão:

$$V_{n=} \int V \left(\frac{P}{P_n} \right) \left(\frac{T_n}{T} \right) \left(\frac{K_n}{K} \right) dt$$

Estes equipamentos devem possuir um interface local com o utilizador, normalmente um *display* ou indicador, o qual permita a consulta de valores instantâneos das condições do processo (caudal, pressão, temperatura). Adicionalmente, deverá possuir um arquivo destes mesmos dados, indexados cronologicamente, e que possam ser consultados através de acesso local com um computador que disponha de uma porta de comunicações e software apropriado.

O Corrector de Volume deve ter um arquivo interno, que permita efectuar o armazenamento de dados, em condições normais de funcionamento. Para o efeito, deverá ter as seguintes características:

- Tempo mínimo de arquivo: 90 dias.
- Periodicidade de arquivo de dados: mínima de 1 hora e máxima de 24 horas (parametrizável).
- Tempo de cálculo e aquisição de dados: máximo de 20 segundos.
- Os parâmetros (dados) armazenados no arquivo deverão ser os seguintes:

- Mês
- Dia
- Ano
- Hora
- Vn – Volume Normalizado
- V – Volume Bruto
- P – Pressão
- T – Temperatura

6.4.1.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

O Corrector de Volume é um equipamento electrónico, do tipo PTZ, que procede à correcção automática do volume pelo efeito de temperatura, pressão e factor de compressibilidade em relação às condições de referência de pressão e temperatura (1,01325 bar e 0°C). Cabe a este equipamento fazer a normalização do volume, bem como arquivar e disponibilizar os dados de consumo.

Aos Correctores de Volume são aplicáveis os requisitos metroológicos essenciais dos contadores de gás. Adicionalmente, são aplicáveis os seguintes requisitos:

- Detectar quando está a funcionar fora das gamas de funcionamento indicadas pelo fabricante para os parâmetros pertinentes para a exactidão das medições. Neste caso, o aparelho deve suspender a integração da quantidade corrigida e deve totalizar separadamente essa quantidade pelo tempo em que estiver fora da gama de funcionamento (medição em alarme). Em alternativa o Corrector de Volume utilizará os parâmetros de referência nele introduzidos (valores por defeito), 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 as variáveis de pressão e temperatura, em caso de falha dos *loops* de medição destas variáveis.

O cálculo do volume normalizado deverá ter em atenção, para além dos valores de temperatura e pressão, a determinação do factor de compressibilidade. O cálculo deste factor deverá 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 metrologia legal.

Estes equipamentos deverão possuir um interface local com o utilizador, normalmente um *display* ou indicador, o qual permitirá a consulta de valores instantâneos das condições do processo (caudal, pressão, temperatura e volume acumulado). Para além disso, deverão 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.

O arquivo interno deverá ter as seguintes características:

- Tempo mínimo de arquivo: 33 dias.
- Periodicidade de arquivo de dados: mínima de 1 hora e máxima de 24 horas (parametrizável).
- Tempo de cálculo e aquisição de dados: máximo de 20 segundos.
- Os parâmetros (dados) armazenados no arquivo deverão ser os seguintes:
 - Ano
 - Mês
 - Dia
 - Hora
 - Vn – Volume Normalizado
 - V – Volume Bruto
 - P – Pressão
 - T – Temperatura

6.4.2 PARÂMETROS DE QUALIDADE DO GÁS

Os limites para as características do gás natural fornecido são estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

Em alguns dos Pontos de Medição de Gás Natural existem cromatógrafos de GN que estão ligados em tempo-real aos Correctores de Volume, fornecendo desta forma uma constante actualização dos parâmetros de CO₂, densidade relativa e PCS para o cálculo do factor de compressibilidade. Nos restantes pontos onde não existe este tipo de equipamento, são introduzidos manualmente valores constantes dos parâmetros atrás referenciados, permitindo, desta forma, o respectivo cálculo.

6.4.2.1 SISTEMA CATEGORIA 1

Nas Estações de Regulação e Medição de 1ª Classe e Estações de Transferência de Custódia, a instalação dos dispositivos electrónicos deve ser efectuada em armário próprio, ficando instalado na sala eléctrica (edifício localizado fora da área classificada de perigosa /classificada).

Quando a instalação destes equipamentos é efectuada no Posto de Regulação e Medição do Cliente, conforme o tipo de dispositivo especificado, existem dois tipos possíveis de instalação:

- Dispositivo de Conversão de Volume afastado dos elementos Primários de medição: a sua instalação deve ser efectuada em armário próprio, na sala eléctrica (edifício localizado fora da área classificada de perigosa/classificada).
- Dispositivo de Conversão de Volume junto dos elementos Primários de medição: a sua instalação deve ser efectuada com os requisitos exigíveis para as zonas com a classificação de perigosa ou potencialmente perigosa, em conformidade com as normas aplicáveis.

6.4.2.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

O local de instalação do Corrector de Volume dependerá das características do equipamento.

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

No caso da instalação do corrector de volume ser efectuada no exterior do Posto de Redução e Medida, os locais a considerar devem estar isentos de trepidações anormais, estar ao abrigo de choques, humidade, vapores corrosivos, poeiras, temperaturas extremas e elevada exposição solar.

6.5 EQUIPAMENTOS DE ANÁLISE DE GÁS (CROMATÓGRAFOS)

6.5.1 CARACTERÍSTICAS

Os equipamentos de qualidade de GN têm a função de determinar a composição molar, por método analítico, e proceder ao cálculo das características do GN, às condições normais, para posterior utilização na correcção do volume (compressibilidade) e no cálculo da energia.

6.5.2 INSTALAÇÃO

Para uma adequada análise, as exigências na instalação dos equipamentos de qualidade de GN (cromatógrafos), em relação à colheita e preparação da amostra, devem seguir os critérios e directivas descritos na norma ISO 10715.

Os equipamentos devem ser aprovados e ter certificação CENELEC cumprindo as normas EN 50014: 1992 e 50018: 1994, e aprovação CE cumprindo as normas aplicáveis de referência para equipamentos eléctricos e electrónicos EN 50081-1: 1992 e EN 50082-2: 1995, devendo igualmente ser testados e certificados por entidades acreditadas, de acordo com a norma EN 61010: 1993.

6.5.3 PARAMETRIZAÇÃO

A parametrização destes equipamentos fica a cargo do operador da rede ou da infra-estrutura em que o Ponto de Medição de Gás Natural se localiza, 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*.

6.6 CÁLCULO DE ENERGIA

6.6.1 PONTOS DE MEDIÇÃO COM CROMATÓGRAFO

Os pontos de medição com cromatógrafo possuem dispositivos electrónicos de conversão de volume de gás descritos no capítulo 6.4, que calculam o valor da energia (E) a partir do volume normalizado (V_n) e do PCS disponibilizado em tempo real, de acordo com a seguinte expressão:

$$E = \int V_n \text{ PCS } dt \text{ [kWh]}$$

6.6.2 PONTOS DE MEDIÇÃO SEM CROMATÓGRAFO

Nos casos em que o Poder Calorífico Superior não seja disponibilizado em tempo real, o cálculo da energia (E) é realizado utilizando os volumes normalizados (V_n) e o respectivo PCS médio diário ($\overline{\text{PCS}}$) validado para o respectivo ponto de entrega, nos termos definidos no RQS e de acordo com a seguinte expressão:

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

6.7 TUBAGEM

6.7.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

O Sistema de Medição será constituído, no que diz respeito à sua parte mecânica, pelo elemento primário de medição de caudal anteriormente referido, que será instalado com troços de tubagem (*spools*) de alinhamento do fluxo de gás a montante e a jusante, sendo estes troços parte integrante do Sistema de Medição. Os comprimentos destes troços deverão estar de acordo com a tabela seguinte:

	<i>Spool</i> a Montante	Unidade de Medida	<i>Spool</i> a Jusante	Total
GRMS	10 DN	3 DN	5 DN	18 DN
PRM	5 DN	3 DN	3 DN	11 DN

Adicionalmente o sistema de medição deverá apresentar as seguintes características:

- As flanges deverão ser de uma classe de pressão concordante com as condições de pressão do processo.
- À entrada e saída de cada cadeia deverão existir válvulas de seccionamento. Nas GRMSs estas válvulas possuem um actuador eléctrico, de forma a permitir a actuação remota.
- Nas GRMSs com um único elemento primário de medição de caudal por cadeia de medida, deverá existir uma linha de interligação entre as duas cadeias de medida com uma estrutura em “Z” de forma a permitir a colocação destas em série para a realização de calibrações por comparação entre medidores.
- Nos PRMs deverá existir uma linha de *by-pass* com o mesmo comprimento que o conjunto que compõe a cadeia de medida (11 DN) de forma a poder ser feita qualquer intervenção no sistema sem necessitar de interromper o fornecimento de gás.

6.7.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

O Sistema de Medição, para além do contador, sondas de pressão e temperatura e corrector de volume, pode incluir ainda troços de tubagem (*spools*) de alinhamento de fluxo de gás a montante e a jusante, cujos comprimentos deverão estar de acordo com o especificado na homologação do contador e ter por base as especificações do operador da rede de distribuição onde a instalação se localiza.

6.8 ERROS MÁXIMOS ADMISSÍVEIS

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

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

6.8.1 CONTADORES DE GÁS

6.8.1.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

Os erros máximos admissíveis dos contadores de gás dos sistemas de Categoria 1 são os indicados na tabela seguinte.

Caudal	Erro Máximo Admissível (%)
$Q_{min.} \leq Q < 0,2 Q_{max.}$	2
$0,2 Q_{max.} \leq Q \leq Q_{max.}$	1

6.8.1.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

As classes de exactidão dos equipamentos de medição a instalar, devem estar de acordo com o estabelecido na Portaria 34/2007, de 8 de Janeiro.

6.8.2 CORRECTORES DE VOLUME

Para Correctores de Volume de GN, em condições de operação, com correcção de PTZ, o EMA é de 1%.

6.8.3 DISPOSITIVOS DE CÁLCULO DE ENERGIA (COMPUTADORES DE CAUDAL)

Para os computadores de caudal são aplicados os critérios dos equipamentos descritos anteriormente (dispositivos de conversão de volume).

6.8.4 CROMATÓGRAFOS

Para o PCS e a densidade, o Erro Máximo Admissível dos cromatógrafos é de 0,2 %.

6.9 TELECONTAGEM

A instalação de equipamentos de medição com características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem, em pontos de medição não incluídos na lista indicada em 5.2, está dependente da aprovação da ERSE, na sequência de propostas justificadas a apresentar pelos respectivos operadores das infra-estruturas.

A adaptação dos equipamentos de medição para permitir a sua integração em sistemas de telecontagem deverá ser efectuada nos seguintes prazos:

- a) Até 31 de Março de 2009, os equipamentos instalados nos pontos de medição referidos nas alíneas a), b), c), d), e), f), g) referidas no ponto 5.2 e as instalações de clientes com consumo anual superior a 500 000 m³(n).
- b) Até 30 de Junho de 2010, os equipamentos instalados nas instalações de clientes com consumo anual igual ou superior a 100 000 m³(n).

A adaptação dos equipamentos de medição nas instalações dos clientes para permitir a sua integração em sistemas de telecontagem deve observar as prioridades a seguir indicadas, por ordem decrescente:

- a) Instalações de clientes que tenham celebrado um contrato de fornecimento com um comercializador em regime de mercado ou que pretendam adquirir gás natural nos mercados organizados ou por contratação bilateral.
- b) Instalações de novos clientes cujo consumo anual previsto seja superior a 100 000 m³(n).
- c) Restantes instalações.

Nos casos das instalações referidas na alínea a), a adaptação dos equipamentos deve ser efectuada no prazo máximo de 60 dias.

Iniciada a adaptação dos equipamentos de medição para permitir a sua integração em sistemas de telecontagem, os operadores das infra-estruturas devem enviar à ERSE, no prazo de 20 dias após o fim de cada trimestre, as seguintes informações:

- a) Número de equipamentos de medição adaptados no trimestre respectivo.
- b) Custos suportados com a adaptação dos equipamentos de medição.
- c) Número estimado de equipamentos a intervencionar no trimestre seguinte.

6.9.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

Nos pontos de abastecimento do sistema de transporte de gás natural e nas fronteiras entre as redes de transporte e de distribuição deve estar instalado, localmente, por cada ponto físico de

ligação, um sistema remoto de telecontagem de gás natural, constituído por unidades remotas de telecontagem e respectivas ligações.

Em cada instalação deve existir, pelo menos, uma RTU que recolha as informações dos diferentes contadores da instalação, garantindo o seu armazenamento em memória não volátil durante o período de tempo adequado.

A RTU é um concentrador remoto, receptor de todas as informações do processo, que as processa internamente.

A transmissão desta informação entre contadores e concentrador é suportada em ligações físicas permanentes.

O concentrador remoto deve, ainda, ter capacidade de detecção e memorização de alarmes de funcionamento anormal.

A transmissão da informação entre os concentradores remotos e o Sistema Central de Telecontagem é suportada em adequados sistemas de telecomunicações.

6.9.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

A telecontagem, quando aplicável, relativa aos Postos de Redução e Medida de clientes nos quais é instalada, é constituída por unidades de telecontagem e respectivas ligações.

Em cada Sistema de Medição que disponha de telecontagem, deve existir pelo menos uma URT que recolha as informações dos diferentes Correctores de Volume da instalação, garantindo o seu arquivo em memória não volátil durante um período mínimo de 33 dias.

O Sistema de Telecontagem deve ainda ter capacidade de detecção e memorização de alarmes de funcionamento.

A transmissão de dados para o sistema central de armazenamento é efectuada periodicamente ou em contínuo, consoante o processo de comunicação utilizado.

7 PROCEDIMENTOS PARA A COLOCAÇÃO EM SERVIÇO DE UM PONTO DE MEDIÇÃO E SUA ALTERAÇÃO

7.1 FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO

Os Sistemas de Medição, designadamente os contadores e equipamentos acessórios de correcção de volume, devem ser fornecidos e instalados:

- Pelo operador da rede de transporte, nos pontos de ligação das suas redes às redes de distribuição.
- Pelo operador da rede de transporte, nos pontos de ligação dos clientes fisicamente ligados à rede de transporte.
- Pelo operador da rede de distribuição, nos pontos de ligação dos clientes que estejam fisicamente ligados às redes de distribuição.
- Pelos operadores das redes de distribuição, quando existem pontos de ligação entre si.
- Pelo operador da rede de transporte, nos pontos de ligação das instalações de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e nas instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural.
- Pelo operador das instalações de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, nos pontos de entrada ou saída daquelas instalações com transporte por via marítima.
- Pelo operador das instalações de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, nos pontos de saída daquela infra-estrutura para transporte de GNL por rodovia.
- Pelo operador de rede de distribuição nos pontos de saída das instalações autónomas de gaseificação de GNL para a rede de distribuição.

Os Sistemas de Medição podem ter associados equipamentos de análise da qualidade do gás, por cromatografia e os equipamentos necessários à telecontagem.

O fornecimento e a instalação dos sistemas de medição constituem encargo das entidades anteriormente indicadas, enquanto proprietárias dos mesmos.

Os clientes ficam fiéis depositários dos equipamentos de medição, nomeadamente para efeitos da sua guarda e restituição findo o contrato. É de sua responsabilidade reportar de imediato ao proprietário, ou ao comercializador a que está contratualmente ligado, danos visíveis que detecte.

O disposto anteriormente não impede a instalação, por parte do cliente, de um segundo equipamento de medição com características idênticas ou superiores às do equipamento fornecido nos termos anteriormente previstos.

O operador de rede pode instalar, a pedido e por conta do cliente, equipamentos acessórios ou complementares do sistema de medição com a configuração estabelecida neste Guia de Medição.

Os equipamentos de medição e restantes acessórios com carácter fiscal devem ser selados.

Os equipamentos de medição devem estar acessíveis ao proprietário, para os efeitos que considere necessário.

7.2 ALTERAÇÃO DE UM EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO EM SERVIÇO

Qualquer alteração efectuada a um Sistema de Medição em serviço, deve respeitar as especificações técnicas, os requisitos e os procedimentos técnicos e de segurança aplicáveis, bem como as disposições expressas neste Guia de Medição.

Antes de qualquer alteração ao equipamento de medição em serviço, todas as partes intervenientes deverão ser informadas.

Sempre que possível e necessário, deve usar-se a linha de *by-pass* ao contador durante a execução das alterações ao Sistema de Medição. Nesta situação, devem anotar-se os valores de volume, pressão, temperatura, factor de correcção 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.

7.3 INSTALAÇÕES DE CLIENTES FINAIS COM DUPLO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

Nos termos estabelecidos no RRC, sempre que uma parte interessada assim o pretenda, pode ser instalado um segundo equipamento de medição, o qual deverá possuir características iguais ou superiores às do equipamento fornecido pelo operador da infra-estrutura.

Os encargos decorrentes do fornecimento e instalação do segundo equipamento são da responsabilidade da parte interessada.

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

Para efeitos de facturação é considerado o equipamento de medição do operador da infraestrutura, excepto quando este equipamento apresente comprovadamente erros, devendo nesse caso ser consideradas as indicações fornecidas pelo equipamento que não apresentar defeito de funcionamento.

8 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO E ENSAIO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO

8.1 VERIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

A verificação de cada um dos equipamentos que constituem o Sistema de Medição é obrigatória nos termos e com a periodicidade estabelecida na legislação em vigor sobre controlo metrológico e neste Guia de Medição, devendo estar formalizada num plano de verificação metrológica.

Os encargos com a verificação das cadeias de medida são da responsabilidade dos respectivos proprietários.

O proprietário do equipamento de medição deve, quando solicitado pelo cliente, informá-lo sobre a data em que foi efectuada a última verificação, bem como do seu resultado.

8.2 VERIFICAÇÕES PERIÓDICAS

Entende-se por verificação periódica toda e qualquer operação de controlo metrológico e respectivos ajustes inserida no plano anual de calibrações de UMs.

Estas verificações devem ser realizadas por uma entidade competente, nos termos da legislação em vigor sobre controlo metrológico.

No fim da verificação deve ser emitido um relatório que comprove os testes a que os equipamentos estiveram sujeitos, bem com os resultados obtidos durante os mesmos.

8.3 VERIFICAÇÕES EXTRAORDINÁRIAS

Sempre que uma das partes detecte ou suspeite da existência de uma anomalia de medição em qualquer um dos equipamentos que compõe o Sistema de Medição, estes devem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, seguindo os mesmos procedimentos que a verificação periódica. Nestas situações a solicitação deverá ser fundamentada e justificada.

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

- Entidade que solicitou a verificação extraordinária, nos casos em que a verificação efectuada ao equipamento vier a comprovar que o mesmo funciona nos limites de tolerância definidos.
- Proprietário do equipamento, nas restantes situações.

8.4 REPARAÇÕES E SUBSTITUIÇÕES DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO

O proprietário do Sistema de Medição deverá decidir, em função da informação de que dispõe, nomeadamente do resultado das verificações efectuadas, se procede à reparação, ou substituição do Sistema de Medição em causa.

Caso o Sistema de Medição seja objecto de um ajuste ou reparação, deverá obrigatoriamente ser submetido à verificação do seu correcto funcionamento.

8.5 PERIODICIDADE DAS VERIFICAÇÕES

A periodicidade máxima para efectuar as verificações dos equipamentos que constituem o Sistema de Medição é a indicada nos pontos seguintes.

8.5.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

Tipologia	Periodicidade da Verificação	Local da Verificação
Computador de Caudal, Transmissores e sondas de Pressão e Temperatura e Cromatógrafo [Estações > 120 000 m ³ (n) /h]	6 meses	Estação
Computador de Caudal, Transmissores e sondas de Pressão e Temperatura [Estações < 120 000 m ³ (n) /h]	1 ano	Estação
Contador de Gás - prova série [Estações > 120 000 m ³ (n) /h]	6 meses	Estação
Contador de Gás - prova série * [Estações < 120 000 m ³ (n) /h]	1 ano	Estação
Contador de Gás	8 anos	Laboratório

* Verificação periódica efectuada na Estação: verificam-se os equipamentos que constituem o Sistema de Medição, colocando-se os elementos primários de medição de caudal em série, permitindo assim, verificá-los por comparação.

8.5.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

Independentemente de se considerar que determinado elemento de medição está a funcionar regularmente, é obrigatório proceder a verificações periódicas, para garantir que os equipamentos estão a funcionar dentro da gama de erros permitida.

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

Tipo de contador	Periodicidade de Verificação
Membrana	20 anos
Mássico	10 anos
Pistões	6 anos
Turbina	6 anos

O operador da rede de distribuição para além de dar cumprimento às periodicidades de verificação metrológica definidas, elaborará um plano de inspecção às UM, com uma periodicidade adequada, no sentido de continuar a assegurar o correcto funcionamento dos Sistemas de Medição.

Esta inspecção às UMs tem como objectivo garantir a rastreabilidade dos equipamentos de medição, aferindo-os com padrões calibrados e de modo a comparar com os desvios máximos admissíveis.

As sondas de pressão, sondas de temperatura e correctores de volume serão igualmente sujeitos a uma verificação com uma periodicidade igual à do contador a que se encontrem fisicamente ligados.

9 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 parametrização das URT deve ser efectuada recorrendo a uma validação dos dados recolhidos remotamente, comparando-os com os valores memorizados localmente. Esta validação deverá ser feita sempre que ocorra uma visita à cadeia de medida e, pelo menos, uma vez por ano.

Quando houver necessidade de efectuar actualizações do sistema de telecontagem, deverá ser sempre assegurada a compatibilidade entre os equipamentos de campo e a plataforma central.

A manutenção das URT é da responsabilidade dos respectivos proprietários, incluindo, entre outras, as seguintes tarefas:

- Vigilância dos alarmes gerados e recebidos.
- Verificação dos elementos de segurança.
- Controlo das comunicações com as UM.
- Verificação e sincronização das bases de tempo.
- Verificação dos dados em arquivo.
- Garantia dos procedimentos de segurança e “*backup*”.
- Análise da coerência de leituras.

10 PROCEDIMENTOS DE PARAMETRIZAÇÃO E PARTILHA DOS DADOS DE MEDIÇÃO

10.1 RECOLHA DE DADOS

Os equipamentos de medição, tal como anteriormente referido, devem dispor de características que permitam o acesso local aos dados de consumo. Adicionalmente, os equipamentos de medição referidos em 5.2 deverão também possuir a capacidade de integração em sistemas de telecontagem.

O Sistema de Medição para além de obter os dados, deve efectuar o seu arquivo com indexação cronológica, com detalhe horário/diário durante um período nunca inferior a 33 dias.

A responsabilidade pelas leituras e pelos equipamentos de medição instalados na rede, recairá sobre os respectivos proprietários.

10.2 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

O acesso aos dados de consumo e a sua disponibilização aos clientes, devem ser efectuados de modo transparente e não discriminatório.

10.2.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

O operador da rede de transporte é a entidade responsável pela leitura das cadeias de medida dos clientes ligados à rede de transporte, sem prejuízo de facultar ao cliente e ao seu comercializador a realização da leitura dos equipamentos de medição e a comunicação dos dados, bem como a verificação dos respectivos selos.

O cliente deverá informar o ORT, enquanto entidade responsável pelo desenho e manutenção do equipamento de supervisão instalado nas estações GRMS e PRM, do seu interesse em receber dados de consumo. Nesta situação, o ORT deverá informar o Cliente sobre as condições técnicas que os equipamentos onde serão compilados os dados disponibilizados devem cumprir.

De forma a garantir que a integridade do sistema fiscal do ORT não seja posta em causa, encontram-se desenvolvidas duas soluções para disponibilizar ao cliente os dados de consumo:

- a) Disponibilização dos dados directamente do sistema de medição instalado no PRM:
 - Caudal (4-20 mA);

- Pressão (4-20 mA);
- Temperatura (4-20 mA).

b) Disponibilização dos dados directamente do sistema de supervisão do ORT:

- Caudal;
- Pressão;
- Temperatura;
- Volume horário;
- Volume diário.

O ORT não é responsável pela utilização incorrecta dos dados recebidos pelo cliente, designadamente quando estes sejam indevidamente utilizados para o controlo de processos internos à sua instalação de utilização.

10.2.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

Os operadores das redes de distribuição são as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes ligadas às suas redes, sem prejuízo do cliente e do seu comercializador terem a faculdade de efectuar a leitura dos equipamentos de medição e de receberem os dados, bem como a de verificar os respectivos selos.

O ORD poderá, por solicitação do Cliente, facultar outro meio para consulta dos dados registados no Sistema de Medição, não assumindo porém qualquer responsabilidade pela sua utilização no controlo de processos internos à instalação de utilização do cliente.

O ORD é responsável pelo desenho e manutenção do equipamento de telemetria instalado nas cadeias de medida e, se solicitado pelo cliente, deverá informá-lo sobre as condições técnicas dos equipamentos onde serão compilados os dados.

11 PARAMETRIZAÇÃO REMOTA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E RESPECTIVOS PROCEDIMENTOS

Os dispositivos electrónicos de conversão de volume de gás que se encontram nos Sistemas de Medição, instalados nas Estações de Regulação e Medição de 1ª Classe e Estações de Transferência Fiscal (GRMS e CTS), devem poder ser parametrizáveis remotamente via RTU, a partir do centro de controlo.

O parâmetro hora pode ser alterado, nomeadamente para correcção da hora legal (Verão ou Inverno). Nessa operação podem ser alterados a hora, os minutos e os segundos.

Para todos os restantes sistemas e parâmetros não é efectuada a sua alteração remota.

Todas as alterações deverão ser comunicadas às diferentes partes envolvidas, sempre que possível, previamente à sua realização.

12 PROCEDIMENTOS RELATIVOS À CORRECÇÃO DE ERROS DE MEDIÇÃO, LEITURA E DE COMUNICAÇÃO DE DADOS À DISTÂNCIA

12.1 IDENTIFICAÇÃO DA ANOMALIA

São consideradas situações de anomalia aquelas em que se verifique inexistência de dados de leitura.

Sempre que possível, estas anomalias serão corrigidas através da recolha local dos dados armazenados no Sistema de Medição. Caso não seja possível aplicar esta metodologia, será efectuada a melhor estimativa possível do consumo no período em que a anomalia se manteve.

O processo de obtenção da estimativa deverá seguir as regras definidas nesta secção tendo em consideração o tipo de anomalia detectada, as características da instalação, o seu regime de funcionamento e os valores das grandezas anteriores à data de verificação da anomalia.

A estimativa e os dados utilizados para a obter, devem ser fornecidos a todas as partes interessadas no processo, por um dos meios de comunicação disponíveis e nos formatos previamente acordados.

12.2 CORRECÇÃO DE ERROS DE MEDIÇÃO, LEITURA E DE COMUNICAÇÃO DE DADOS À DISTÂNCIA

12.2.1 MEDIÇÃO E LEITURA

12.2.1.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

a) Estações de Regulação e Medição de 1ª Classe e Transferência de Fiscal (GRMS e CTS)

- Anomalia do elemento primário de medição de caudal:
 - Estações com duplo equipamento de medição em cada uma das linhas de medição

Nestes casos como existe dupla medição e um dos elementos primários de medição (contador de gás) apresenta anomalia, devem ser considerados os dados fornecidos pelo segundo equipamento que se encontra em funcionamento e proceder à comutação da linha de medição.

Nesta situação não é necessário efectuar qualquer estimativa.

- Estações só com um equipamento de medição 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, deve-se comutar de linha, e efectuar a estimativa dos consumos durante o período que decorreu entre o início da anomalia e a comutação de linha.

A metodologia a adoptar para proceder à estimativa deve ter por base o estabelecido no Capítulo 15.

- 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 dispositivo electrónico de conversão encontra-se preparado de modo a continuar a efectuar automaticamente a correcção do volume utilizando o respectivo valor de “defeito” – Pressão ou Temperatura -, o qual se encontra parametrizado no dispositivo electrónico.

Estes parâmetros devem ter, para o efeito, valores o mais próximo possível dos valores de processo.

Nesta situação não é necessário efectuar qualquer estimativa. Contudo, a facturação deve identificar as quantidades de gás medidas nestas condições.

- Anomalia do Dispositivo Electrónico de Conversão de Gás:

- Estações com duplo equipamento de medição em cada uma das linhas de medição

Nestes casos como existe dupla medição e um dos dispositivos electrónico de conversão de gás apresenta anomalia, devem ser considerados os dados fornecidos pelo segundo equipamento que se encontra em funcionamento e proceder à comutação da linha de medição.

Nesta situação não é necessário efectuar qualquer estimativa.

- Estações só com um equipamento de medição em cada uma das linhas de medição

Nestes casos, como a estação tem duas linhas de medição, cada uma com um dispositivo electrónico de conversão de gás, deve-se comutar de linha, e efectuar a estimativa dos consumos 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 será feita tendo em conta o volume de gás bruto contabilizado por este e disponível por telecontagem, multiplicado por um factor de correcção calculado com base no histórico existente.

- Anomalia do Cromatógrafo:

No caso da anomalia ser do cromatógrafo, o equipamento electrónico de correcção funcionará automaticamente com o valor colocado por defeito para o cálculo dos volumes. O valor da energia será calculado de acordo com a metodologia de monitorização das características de GN. Neste caso a facturação deve identificar as quantidades de gás medidas nestas condições.

b) Postos de Regulação e Medição (PRMs) de ramais de Clientes ligados à rede de transporte

Nos casos, em que, havendo um único sistema de medição, este apresente defeito de funcionamento, a estimativa dos consumos será determinada de acordo com o estabelecido no Capítulo 15 deste documento.

12.2.1.2 SISTEMAS CATEGORIA 2

As anomalias tipificadas são as que correspondem a avarias, inadequação do elemento primário de medição, erros de medição, de configuração, de leitura e de comunicação de dados.

Os erros característicos associados à medição propriamente dita, sucedem, nas seguintes circunstâncias:

- Mau funcionamento ou qualquer desajuste intrínseco ao equipamento de medição.
- Inadequação do elemento primário de medição aos consumos efectivos do ponto de medição.
- Erro de ligação dos equipamentos de medição.
- No caso específico do sistema de contagem estar dotado de sistemas automáticos de correcção de volume (PTZ), ocorre erro de medição explícito quando os períodos de integração do contador ou concentrador apresentam uma das seguintes indicações:
 - Volume de contagem em alarme.
 - Erro de parametrização no sistema de contagem PTZ.
 - Erro de parametrização nos sistemas de informação relacionados com a medição.

As regras de correcção das diversas anomalias descritas, após a sua identificação, análise e classificação, têm efeito para o período em que a anomalia se manteve, podendo ser aplicados um ou mais dos seguintes procedimentos:

- a) Definição de um factor multiplicativo a aplicar aos volumes de gás natural entregues.
- b) Estimativa de volume de gás natural:

- para o período em falta ou com erro;
- num período, por anulação de uma leitura passada.

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

c) Definição de um factor multiplicativo

Sempre que seja possível determinar o valor do volume bruto (*raw*), deve determinar-se o factor de erro que afectou os valores de consumo ao longo do período em que a anomalia se manteve, devendo ser esse o factor de correcção a aplicar.

Na eventualidade do corrector de volume (PTZ) não estar a funcionar correctamente, ou de estar a funcionar em alarme, será aplicado um factor de correcção, em função das condições de funcionamento da instalação, nas seguintes condições: se for possível recolher dados históricos do corrector de volume (PTZ), serão utilizados os dados relativos às últimas 4 semanas sem erro; caso contrário serão efectuadas leituras directas das condições de escoamento.

d) Aplicação da estimativa

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

Na eventualidade de a anomalia com a medição estar associada directamente ao contador (ausência de volume bruto), o erro terá de ser corrigido com recurso à estimativa. Para proceder à correcção por estimativa deve aplicar-se o estabelecido no Capítulo 15.

12.2.2 COMUNICAÇÃO DE DADOS À DISTÂNCIA

12.2.2.1 SISTEMAS CATEGORIA 1

Nos casos em que se detecte uma anomalia ao nível do Sistema de Telecontagem, após a resolução da mesma, este sistema deve comunicar com o Sistema de Medição, efectuando a actualização dos dados que se encontram no arquivo local do Sistema de Medição.

Após o referido anteriormente, se for identificada alguma anomalia nos dados obtidos pelo Sistema de Telecontagem, disponíveis no centro de controlo do ORT, os mesmos devem ser obtidos por leitura directa no arquivo do Sistema de Medição.

12.2.2.2 SISTEMAS 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 facturação e não superior a 15 dias.

Verificando-se a necessidade de se utilizar os dados de consumo sem recorrer à leitura no local, será aplicado o processo de estimativa definido no Capítulo 15.

Para efeitos de facturação ao cliente, no caso de falha de telecontagem, serão usados os dados recolhidos no local.

A correcção 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 correcção de anomalias de comunicação é de 5 dias de calendário após a sua detecção.

12.3 RESPONSABILIDADE PELA CORRECÇÃO DE ANOMALIAS

A entidade responsável pelo Sistema de Medição é responsável pela leitura dos equipamentos de medição e pela correcção das anomalias detectadas.

12.4 ACESSO AO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Os operadores das redes de transporte e distribuição podem efectuar deslocações à instalação de utilização do cliente para proceder à verificação do funcionamento do equipamento que constitui o Sistema de Medição.

Os agentes dos operadores das redes, devidamente identificados, devem ter livre acesso à instalação onde se encontra localizado o Sistema de Medição.

O acesso às instalações deve ser efectuado em horário normal (9:00 às 18:00 horas dias úteis) para todo o tipo de intervenções, com excepção de situações consideradas de emergência (que possam colocar em perigo pessoas ou bens). Nestes casos, o Cliente, mediante pré-aviso, deve facilitar o acesso a qualquer hora do dia.

13 SELAGEM DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO E TELECONTAGEM

O objectivo da selagem é o de evitar a violação de dados ou a alteração indevida da parametrização dos equipamentos que constituem o Sistema de Medição e o Sistema de Telecontagem. Para prevenir a ocorrência destas situações, no decurso do processo de comissionamento, bem como no fim de qualquer intervenção, todos os equipamentos do Sistema de Medição e respectivo *by-pass* (no caso de existir) devem ser selados.

A selagem ou a retirada dos selos dos Sistema de Medição é da competência do proprietário dos equipamentos.

14 CORRECÇÃO DE VOLUMES MEDIDOS E TRANSFORMAÇÃO EM ENERGIA (KWH)

Os equipamentos de medição 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 efectuar a facturação em unidades de energia (kWh), é necessário proceder à conversão dos volumes medidos, de metros cúbicos (m³) para kWh.

Com o objectivo de definir a metodologia de conversão dos volumes de gás transaccionados, estabelecem-se os seguintes conceitos e procedimentos relacionados com a medição de gás natural.

FACTOR DE CONVERSÃO (F_c)

Para efectuar a conversão da unidade de medida dos contadores, volume (m³), para a unidade de medida de energia (kWh), e tendo em conta que o valor energético do gás natural se entenderá referido ao Poder Calorífico Superior (PCS) medido nas condições de referência, o procedimento de cálculo será o seguinte:

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

Sendo

E - Energia entregue no ponto de fornecimento e a ser considerada para efeitos de facturação

V - Volume medido pelo contador

F_c - Factor de conversão

O Factor de conversão (F_c) é 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 no ponto de medida, considerando as condições de referência

F_{CV} - Factor de Correção de Volume devido às condições de medida

FACTOR DE CORRECÇÃO DE VOLUME

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

- Uso de Correctores de Volume que realizam a correcção de forma contínua, integrando os sinais de pressão e temperatura medidos nos correspondentes transmissores. Neste caso, para efeitos de leitura e facturação são recolhidos directamente os valores corrigidos.
- Com recurso a um factor de correcção volume (F_{CV}) calculado de acordo com a seguinte fórmula:

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

Sendo

F_{CT} - Factor de correcção de temperatura

F_{CP} - Factor de correcção de pressão

FACTOR DE CORRECÇÃO POR TEMPERATURA

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

Onde

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

Rede de distribuição	Temperatura no ponto de medida (T _{gás})	F _{CT}
Lisboagás	15°C	0,947944
Setgás	15°C	0,947944
Lusitaniagás	15°C	0,947944
Medigás	15°C	0,947944
Paxgás	15°C	0,947944
Dianagás	15°C	0,947944
Tagusgás	15°C	0,947944
Duriensegás	11°C	0,961288
Dourogás	11°C	0,961288
Beiragás	11°C	0,961288
Portgás	11°C	0,961288

FACTOR DE CORRECÇÃO POR PRESSÃO

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

Sendo

P_c - Pressão relativa de fornecimento (bar)

A pressão relativa de fornecimento é a de calibração do redutor situado imediatamente a montante do equipamento de medição, ou a transmitida pela sonda correspondente, caso exista um corrector de volume (tipo PTZ). A informação e os procedimentos associados ao seu registo são sujeitos a processos de auditoria.

PODER CALORÍFICO SUPERIOR

A conversão do volume [m³(n)] em energia (kWh) considera o valor do poder calorífico superior 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: valor médio diário medido na GRMS do ponto de entrega da rede de transporte associado a cada instalação de consumo.
- Clientes sem medição de registo diário: Valor correspondente à média aritmética dos valores de PCS mensal, verificados em cada ponto de entrega, relativos a todos os

meses já concluídos e englobados no período de facturação. Os valores de PCS mensal serão determinados pela média aritmética dos valores de PCS diário correspondentes.

No caso da rede de distribuição incluir mais do que uma ligação à rede de transporte, este cálculo deverá ser feito com ponderação volumétrica dos diversos pontos de entrega.

Para estes clientes, o PCS a considerar em cada rede de distribuição assume um valor único.

O PCS é medido pelo operador da rede de transporte, sendo publicado com detalhe diário, por ponto de entrega da rede de transporte à rede de distribuição.

A informação, bem como os procedimentos associados à sua aquisição e publicação, são sujeitos a processos de auditoria.

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

15 PROCEDIMENTOS A SEGUIR PARA EFEITOS DE APURAMENTO DE CONSUMOS

Quando existam dados reais de leitura, deve-se privilegiar o seu uso para efeitos de facturação. Porém, num período compreendido entre duas leituras reais consecutivas, pode ser necessário estimar os consumos a atribuir a determinado ponto de entrega.

No âmbito do relacionamento entre os diferentes agentes do SNGN, quer para efeitos de facturação quer para efeitos de balanços, poderá ser necessário proceder a estimativas de consumo.

Para os clientes domésticos está prevista a leitura bimestral, sendo necessário proceder à estimativa com elevada frequência, dado que uma leitura real será praticamente sempre intervalada com uma leitura por estimativa, no caso de a periodicidade de facturação ser mensal. Para os clientes não domésticos está prevista a leitura mensal, sendo necessário proceder a estimativas apenas em situações excepcionais, nomeadamente por falha de leitura de ciclo.

De seguida, são descritos 2 métodos de estimativa, possíveis de serem utilizados para estimar o consumo em qualquer Ponto de Entrega, de acordo com opção tomada pelo cliente. Os métodos de estimativa à escolha dos clientes designam-se “Histórico Homólogo Simples” e “Histórico Homólogo Corrigido”.

A definição do método de cálculo para determinação do consumo estimado visa garantir uma forma de calcular os consumos de gás natural, considerando que a obtenção das leituras de ciclo não é possível ou não é coincidente com a periodicidade de disponibilização de dados a assegurar.

Os princípios a alcançar com os métodos de estimativa 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.

Estes métodos de estimativa aplicam-se, nomeadamente, no processo de facturação aos comercializadores por parte do ORD. Para os clientes sem medição de registo diário só se procede a estimativa nas situações e nas condições previstas no ponto 15.1.3.

15.1 DETERMINAÇÃO DO CONSUMO MÉDIO DIÁRIO EM CLIENTES FINAIS

Sobre os consumos de clientes finais aplica-se, quando necessário, um método de estimativa que possibilite a determinação de um consumo médio diário.

15.1.1 CLIENTES SEM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO E COM HISTÓRICO DE LEITURAS

Para os pontos de entrega com histórico não inferior a 2 leituras reais, na eventualidade de ser necessário proceder à realização de estimativa, consideram-se as leituras reais anteriores (histórico de consumos). O consumo médio diário será calculado utilizando, das leituras realizadas, um intervalo de leituras que, dentro do possível, seja caracterizador dos consumos do período de estimação. Enquanto o histórico de leituras reais não abranger um histórico que permita seleccionar um período caracterizador do período que se pretende estimar, considera-se o consumo entre leituras, calculado entre o dia da leitura inicial (início do contrato) e o dia da leitura mais recente.

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.

15.1.2 CLIENTES SEM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO E SEM HISTÓRICO DE LEITURAS

No caso dos pontos de entrega com histórico de leitura inferior a duas leituras reais ou em que tenha ocorrido uma mudança de titular ou uma alteração da capacidade contratada, utiliza-se como consumo diário o consumo médio diário característico do perfil de consumo aplicável ao escalão do cliente.

Os perfis de consumo padrão são definidos no Capítulo 0.

15.1.3 CLIENTES COM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO

No caso dos clientes com medição de registo diário (clientes com consumos anuais iguais ou superiores a 100 000 m³), apenas se realiza estimativa na impossibilidade absoluta de se recolher um valor real.

Relativamente a qualquer cliente que tenha instalado um segundo equipamento de medição, nas condições definidas no ponto 7.3., e caso se verifique uma falha no Sistema de Medição do operador da infra-estrutura, deverá ser estabelecido um acordo entre o operador e o cliente tendo em vista a disponibilização dos dados de consumo fornecidos pelo equipamento de medição desse cliente.

Para os casos em que seja necessário recorrer a estimativa de consumos, esta deve realizar-se de acordo com um dos seguintes métodos, escolhido pelo operador da rede à qual o cliente está ligado, considerando sempre a melhor informação disponível:

- a) No caso de clientes ligados directamente à RNTGN, a diferença entre os valores contabilizados na respectiva GRMS e nos 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. Para tal, tomar-se-á como referência a média daqueles desvios contabilizados nos 15 dias antes da ocorrência da anomalia.
- b) No caso dos clientes ligados à RNDGN abastecidos a média pressão, a diferença entre os valores contabilizados na respectiva GRMS e nos 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. Para tal, tomar-se-á como referência a média daqueles desvios contabilizados nos 15 dias antes da ocorrência da anomalia.
- c) O consumo diário considerado para cada um dos dias do período em falta deve corresponder à média dos períodos homólogos das últimas 4 semanas com informação disponível. Considera-se como período homólogo os mesmos dias da semana (excluindo feriados).
- d) Em alternativa, os consumos considerados para cada um dos dias em falta corresponderão à média dos consumos diários das 4 semanas do período homólogo do ano anterior, corrigida pela evolução dos consumos. Para efeito de análise de evolução de consumos, compara-se o consumo do último mês (valores validados) com o consumo do mês homólogo do ano anterior (valores validados).
- e) Caso não exista consumo do mês homólogo do ano anterior, com valores válidos, o consumo considerado para cada um dos dias com erro corresponderá à média dos consumos dos dias das 2 semanas seguintes com informação disponível. Se necessário, este período pode ser estendido aos 3 períodos de facturação seguintes.

Na aplicação das regras anteriores, as estimativas efectuadas para correcção dos valores de consumo assinalados como erro deverão basear-se em valores de leitura real aceites como válidos.

Na eventualidade de ser proposto outro método de correcção de anomalias, quer pelo ORD quer pelo comercializador ou pelo cliente, desde que aceite por todas as partes, pode ser aplicado esse método de estimativa em substituição do especificado nesta secção.

15.2 MÉTODO DE ESTIMATIVA “HISTÓRICO HOMÓLOGO SIMPLES”

15.2.1 CLIENTES COM HISTÓRICO DE CONSUMO

Para os clientes com histórico de consumo, 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 15.1.1, tendo por base o período homólogo do ano anterior
Nd	Número de dias do período estimado

15.2.2 CLIENTES SEM HISTÓRICO DE CONSUMO

Para os clientes sem histórico de consumo, 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 15.1.2
Nd	Número de dias do período estimado

15.3 MÉTODO DE ESTIMATIVA “HISTÓRICO HOMÓLOGO CORRIGIDO”

15.3.1 CLIENTES COM HISTÓRICO DE CONSUMO

Para os clientes com histórico de consumo, o consumo estimado é determinado pela seguinte fórmula:

$$C_{Estimado} = \frac{Cmd_n}{Cmd_{n-1}} C_{md} \times Nd$$

em que:

$C_{Estimado}$	Consumo Estimado
Cmd_n	Consumo médio diário dos três meses anteriores ao período de estimativa
Cmd_{n-1}	Consumo médio diário do ano anterior relativo aos três meses anteriores ao período homólogo
C_{md}	Consumo Médio Diário do ano anterior relativo ao período homólogo, calculado de acordo com o indicado no ponto 15.1.1
Nd	Número de dias do período estimado

15.3.2 CLIENTES SEM HISTÓRICO DE CONSUMO

Para os clientes sem histórico de consumo, 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 15.1.2
Nd	Número de dias do período estimado

15.4 ESTIMATIVA PARA CLIENTES FINAIS COM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO

No caso dos clientes com medição de registo diário, para efeitos de facturação, serão sempre utilizadas leituras reais. Só serão aceites estimativas, respeitando as regras estabelecidas no ponto 15.1.3, no caso de avaria do elemento primário de medição (contador), ou no caso de

avaria do corrector de volume, com a impossibilidade de obtenção de leitura inicial no contador para o período a que respeita a facturação.

16 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PARA EFEITO DE REPARTIÇÕES E BALANÇOS

A disponibilização de dados para efeito de repartições, balanços diários e balanços mensais, requer a definição de um processo simples e transparente.

A disponibilização desta informação tem por base os volumes de gás natural medidos nos diversos pontos das infra-estruturas do SNGN. O cálculo dos volumes de gás transaccionados tem por base leituras reais, estimativas e perfis de consumo.

Todos os pontos de medição de gás natural mencionados seguidamente têm instalado um Sistema de Medição com registo diário, no mínimo, e devem estar integrados no Sistema de Telecontagem que permita aceder remotamente a esses dados:

- Nas ligações da rede de transporte às redes de distribuição.
- Nas interligações entre redes de distribuição de diferentes operadores.
- Nas ligações às redes das instalações de clientes com consumo anual igual ou superior a 100 000 m³(n).
- Nas ligações às redes dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- Nas ligações às redes das instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural.
- Nas interligações entre a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural e as redes fora do território nacional.
- Nas ligações das instalações de armazenamento e regaseificação de GNL (UAGs) às redes de distribuição.
- Nos postos de enchimento de GNL a partir do transporte por via marítima nos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- Nos postos de enchimento para transporte de GNL por rodovia nos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.

Tendo por base o referido anteriormente, e conforme previsto no RRC, para estes pontos não é necessário definir perfis de consumos, sendo utilizados volumes reais obtidos. No caso de falha de leitura real, será realizada uma estimativa de acordo com o estabelecido no Capítulo 15.

De acordo com o previsto no RRC, deve ser desenvolvida uma metodologia que permita caracterizar o consumo dos clientes sem medição de registo diário, através do desenvolvimento e aplicação de perfis de consumo com detalhe diário.

16.1 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. O perfil de consumo para um dado cliente típico é único e aplicável em todas as redes de distribuição.

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 operadores da rede de distribuição 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 conjunta pelos operadores de rede de uma proposta devidamente fundamentada.

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.

Os clientes distribuem-se pelos perfis de consumo, de acordo com o indicado na tabela seguinte.

Perfil	Escalão de Consumo (m³(n)/ano)
P1	0-220
P2	221-500
P3	501-1 000
P4	1 001-10 000
P5	10 001-50 000
P6	50 001-100 000

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 o perfil P1.
- Aos restantes clientes domésticos aplica-se o perfil P2.

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 (potência instalada) e tipo de utilização.

Os perfis de consumo atribuídos aos clientes domésticos são avaliados quando ocorra uma das seguintes situações:

- Em Julho de cada ano.
- Quando a variação dos consumos o justifique.
- Por acordo entre o consumidor e o seu comercializador.

16.2 CONSUMO DISCRIMINADO AGREGADO ESTIMADO

O Consumo Discriminado Agregado Estimado é determinado para cada agente de mercado. A repartição dos consumos em cada ponto de entrega da rede de transporte na rede de distribuição pelos vários agentes é apurada pelo operador da rede de distribuição. Os consumos atribuíveis aos clientes do comercializador de último recurso retalhista com medição sem registo diário são apurados por diferença para o total do consumo, nos termos do estabelecido no MPAC.

16.2.1 CLIENTES COM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO

O consumo dos clientes com medição de registo diário é apurado por leitura real dos equipamentos de medida. No caso de falha da leitura real será utilizada uma estimativa de acordo com o estabelecido no Capítulo 15.

16.2.2 CLIENTES SEM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO E COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 10 000 M³

O consumo discriminado estimado dos clientes sem medição de registo diário e com consumos anuais superiores a 10 000 m³ é apurado por aplicação dos perfis às estimativas de consumo médio diário para cada cliente.

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

- Discriminação dos consumos estimados diários, por aplicação do perfil de consumo.
- 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 15.1.

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

$$CDAE_d^{f,k,p} = \sum_{\substack{\forall c \in f \\ nc \in k \\ nc \in p}} CDE_d^c$$

em que:

$CDAE_d^{f,k,p}$ - Consumo Discriminado Agregado Estimado 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 Estimado são definidas no ponto 16.8.

16.2.3 CLIENTES SEM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO E COM CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

O consumo discriminado estimado dos clientes sem medição de registo diário e com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, é apurado por aplicação dos perfis às estimativas de consumo médio anual para cada perfil.

O consumo discriminado agregado estimado é calculado, diariamente, por comercializador, rede de transporte ou distribuição e nível de pressão através da seguinte expressão:

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

em que:

$CDAE_d^{f,k,p}$ - Consumo Discriminado Agregado Estimado 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 Estimado são definidas no ponto 16.8.

16.3 CONSUMO DISCRIMINADO AGREGADO DEFINITIVO

Para efeito de repartições e balanços diários, para os clientes finais com instalações ligadas às redes de distribuição, os operadores da rede de distribuição são responsáveis pela estimação dos consumos discriminados por períodos diários, 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 o consumo do conjunto dos clientes finais com contratos de fornecimento estabelecidos com cada comercializador, apurado a partir dos dados de leitura real e valores de consumo estimado considerados definitivos nos termos do ponto

16.7, discriminado por dia e agregado por comercializador, rede de distribuição e nível de pressão de fornecimento.

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo é determinado para cada comercializador em regime de mercado. A repartição dos consumos em cada ponto de entrega da rede de transporte na rede de distribuição pelos vários comercializadores é apurada pelo operador da rede de distribuição. Os consumos atribuíveis aos clientes do comercializador de último recurso retalhista com medição sem registo diário são apurados por diferença para o total do consumo, nos termos de estabelecido no MPAC.

16.3.1 CLIENTES COM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO

O consumo dos clientes com medição de registo diário é apurado por leitura real dos equipamentos de medida. No caso de falha da leitura real será utilizada uma estimativa de acordo com o estabelecido no Capítulo 15.

16.3.2 CLIENTES SEM MEDIÇÃO DE REGISTO 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 16.7 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 16.7.
- 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:

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

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 .

$C_{real}_L^c$ – Consumo do consumidor c obtido por leitura real (ou valor de consumo estimado considerado definitivo nos termos do ponto 16.7), 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:

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

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 Estimado são definidas no ponto 16.8.

16.4 METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

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

- Operador da rede de transporte.
- Operadores de rede de distribuição.
- Comercializadores.
- Clientes.

16.4.1 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE TELECONTAGEM

Os dados recolhidos pelos Sistemas de Telecontagem serão disponibilizados 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.
- Integração de eventuais correcções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados, nos valores fornecidos, conforme estabelecido no capítulo 15.
- A informação provisória será disponibilizada via Web (em sítio internet criado para o efeito pelo ORD), ou através de ficheiro com formato normalizado (disponibilizado pelo operador da rede respectivo).

- A informação definitiva será disponibilizada aos comercializadores via Web (em sítio internet criado para o efeito pelo ORD), ou através de ficheiro com formato normalizado (disponibilizado pelo operador da rede respectivo), até ao quinto dia útil do mês seguinte ao mês que se referem.

16.4.2 DISPONIBILIZAÇÃO DE VALORES DE CONSUMO ACUMULADOS

Consiste na disponibilização da seguinte informação:

- Valores recolhidos do equipamento de contagem nos pontos de medição de clientes finais que não disponham de equipamento com registo diário.
- Valores resultantes do processamento de dados obtidos de acordo com o capítulo 15.

16.4.3 DISPONIBILIZAÇÃO DE VALORES DE CONSUMO ESTIMADO

Consiste na disponibilização da informação dos valores de consumo estimado dos pontos de medição de clientes finais, resultantes do processamento de dados determinados de acordo com o capítulo 15.

Os operadores das redes de distribuição deverão disponibilizar os dados referentes aos valores de consumo estimado, aos respectivos comercializadores, com a periodicidade indicada neste Guia de Medição.

Os dados são considerados provisórios durante o Período de Objecção, nos termos estabelecidos no ponto 16.7.

16.4.4 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. Esta discriminação será efectuada com base nas leituras dos clientes que possuam telecontagem e na aplicação dos perfis de consumo de acordo com o ponto 16.1. para os clientes que não possuam telecontagem.

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 terá em conta as alterações diárias da composição das carteiras de clientes finais dos comercializadores.

Os operadores das redes de distribuição deverão disponibilizar os dados de consumo discriminado agregado dos clientes finais aos respectivos comercializadores e ao operador da rede de transporte nos termos e timings definidos no MPAC.

A informação diária sobre Consumos Discriminados Agregados de cada comercializador deve ser ainda desagregada por rede, nível de pressão de fornecimento e por tipo de cliente (com ou sem registo de medição diária). Esta desagregação permite a aplicação da metodologia de repartição de consumos prevista no MPAC e, em particular, a determinação do consumo agregado diário dos clientes sem registo de medição diário de cada comercializador de último recurso retalhista, por diferença para o total das entregas da rede de transporte à rede de distribuição.

16.4.4.1 CLIENTES FINAIS COM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO

O apuramento dos valores a disponibilizar é feito 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 directa dos equipamentos de telecontagem podendo conter valores estimados de acordo com os procedimentos estabelecidos no presente Guia de Medição, resultantes das regras de correcção de erros de medição, leitura e de comunicação.

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

16.4.4.2 CLIENTES FINAIS SEM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO

O apuramento dos valores a disponibilizar é efectuado de acordo com os pontos 16.2 e 16.3.

A disponibilização de dados de consumo agregado determinados pela presente metodologia apenas se aplica aos clientes dos comercializadores de mercado. O consumo agregado discriminado dos clientes sem medição de registo diário dos comercializadores de último recurso retalhistas é determinado por diferença para o total das entregas da rede de transporte às redes de distribuição, de acordo com o MPAC.

16.5 BALANÇO DIÁRIO

Após a realização das repartições diárias, procede-se à elaboração de um balanço diário por agente de mercado. Para a realização destes balanços consideram-se os consumos obtidos no âmbito das repartições efectuadas.

16.6 BALANÇO MENSAL

No final de cada mês, nos prazos estabelecidos no MPAC, procede-se à realização dos balanços mensais, detalhando e consolidando os valores diários relativos ao consumo do mês em referência. Para a realização do balanço mensal, 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 capítulo 15.

A diferença obtida entre a soma dos balanços diários e o balanço mensal dará origem a um crédito (positivo ou negativo), que será reflectido nas existências de cada agente de mercado, tendo em conta o previsto no MPAC.

16.7 OBJECÇÃO AOS DADOS DE CONSUMO

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

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

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

O agendamento da actuação no local de consumo deverá efectuar-se no prazo de 5 dias úteis após a recepção da objecção.

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

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

Terminado o período de objecção, o valor de leitura ou do consumo estimado é considerado definitivo e vinculativo para efeito das repartições e balanços.

16.8 ENTIDADES DESTINATÁRIAS, FORMATO, CONTEÚDOS E PERIODICIDADE DOS FLUXOS DE INFORMAÇÃO

16.8.1 FORMATO E SUPORTE DA INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR

Os operadores das redes de distribuição deverão disponibilizar os dados de consumo discriminado agregado dos clientes finais ao operador da rede de transporte (função Acerto de Contas) com o formato pré-definido, de acordo com os horários e periodicidade estabelecida no MPAC.

A disponibilização de dados aos clientes finais deverá ser efectuada preferencialmente por consulta via web, em sítio internet criado para o efeito pelo operador de rede de distribuição. A cada comercializador, após solicitação do próprio, será atribuída uma senha de acesso, a qual lhe permitirá visualizar e descarregar unicamente a informação relativa à sua carteira de clientes.

Estes dados devem ser fornecidos no formato indicado no quadro seguinte:

Descrição do Campo	Tipo	Req.	Observações
Código Operador de Rede de Distribuição	Alfanúm.	Sim	Código Operador de Rede de Distribuição
Nome do Operador de Rede de Distribuição	Alfanúm.	Sim	Identificação do Operador de Rede de Distribuição
Data de consumos	Alfanúm.	Sim	dd/mm/yyyy
Rede de Transporte onde está ligado	Alfanúm.	Sim	
Ponto Conexão Transporte Distribuição / Ponto Conexão Distribuição	Alfanúm.	Sim	Rede de distribuição
Código de Comercializador	Alfanúm.	Sim	Identificação do comercializador que recebe os dados
Nível de pressão de consumo	Alfanúm.	Sim	Identificação do nível de pressão de fornecimento do grupo de clientes
Registo de medição	Alfanúm.	Sim	Identificação do tipo de registo de medição do grupo de clientes
Tipo de dados	Alfanúm.	Sim	Identificação do tipo de dados (CDAE, CDAD ou outros)
Consumo	Num.	Sim	Consumo da carteira de clientes pertencente ao comercializador

O presente formato de mensagens de dados de consumo poderá ser alterado por acordo entre os operadores de rede, os comercializadores e restantes agentes de mercado que recebam

informação de consumos, de modo a adequar-se, a todo o tempo, aos requisitos operacionais de transmissão de dados entre os agentes.

Os formatos de mensagens de dados devem ser publicados pelos operadores de rede no sítio da internet referido anteriormente.

16.8.2 ENTIDADES DESTINATÁRIAS, CONTEÚDOS E PERIODICIDADE DOS FLUXOS DE INFORMAÇÃO

A informação deve ser fornecida ao operador da rede de transporte (função de Acerto de Contas) e aos comercializadores, de acordo com o estabelecido nas tabelas seguintes.

16.8.3 CLIENTES FINAIS COM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Escala de Consumo	
				>2.000.000	<2.000.000
Consumos	Comercializador	Consumo provisório de 1 dia, por Ponto de Entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo	X	X
Consumo mensal por PE	Comercializador	Consumo de 1 mês, por Ponto de Entrega	Mensal	X	X
Consumo discriminado agregado Estimado	Operador da rede nacional de transporte (função Acerto de Contas)	Consumo diário agregado da carteira de cada comercializador por ponto de entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo	X	X
Consumo discriminado agregado Definitivo	Operador da rede nacional de transporte (função Acerto de Contas)	Consumo diário agregado da carteira de cada comercializador por ponto de entrega	Após obtenção dos dados definitivos de todos os clientes finais da carteira	X	X

NOTAS:

(1) - não aplicável
X aplicável

16.8.4 CLIENTES FINAIS SEM MEDIÇÃO DE REGISTO DIÁRIO

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Tipo de Cliente	
				Não Doméstico	Doméstico
Leitura de Ciclo Leitura Fora de Ciclo Leitura de Cliente Leitura Inicial Leitura Final	Comercializador (3)	Valores de Leitura dos Pontos de Entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento da leitura validada (2)	X	X
		Valores de Leitura Definitivos dos Pontos de Entrega da sua carteira	5 dias após a resolução da última objecção e tendo este resultado numa alteração da leitura	X	X
Consumo estimado	Comercializador (3)	Valores de Consumo Estimado de 1 mês dos Pontos de Entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento	X	X
		Valores de Consumo Definitivo de 1 mês dos Pontos de Entrega da sua carteira	5 dias após a resolução da última objecção e tendo este resultado numa alteração	X	X
Consumo Discriminado Agregado Estimado (repartição)	Operador da rede nacional de transporte (função Acerto de Contas)	Consumo diário agregado da carteira de cada comercializador por ponto de entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo	X	X
Consumo discriminado agregado Definitivo (balanço mensal)	Operador da rede nacional de transporte (função Acerto de Contas)	Consumo diário agregado da carteira de cada comercializador por ponto de entrega	Após obtenção dos dados definitivos de todos os clientes finais da carteira	X	X

NOTAS:

- (1) - não aplicável
X aplicável
- (2) O envio destas leituras ao operador da rede de transporte apenas deve ser efectuado mediante solicitação explícita desta entidade, com identificação dos pontos de leitura pretendidos.
- (3) No processo de mudança de fornecedor, têm acesso à leitura o novo fornecedor e o fornecedor cessante.

16.8.5 DADOS DOS CLIENTES FINAIS PARA O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE
(FUNÇÃO ACERTO DE CONTAS)

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Tipo de Cliente	
				Não Doméstico	Doméstico
Consumo Discriminado Agregado Estimado (repartição)	Operador da rede nacional de transporte (função Acerto de Contas)	Diagrama de carga da carteira de cada comercializador de 1 dia de consumo	Diária, no dia seguinte ao do consumo	X	X
Consumo discriminado agregado Definitivo (balanço mensal)	Operador da rede nacional de transporte (função Acerto de Contas)	Diagrama de carga da carteira de cada comercializador de 1 dia de consumo	Após obtenção dos dados definitivos de todos os clientes finais da carteira	X	X

17 AUDITORIAS EXTERNAS AO FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS DE CONTAGEM E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

17.1 OBJECTIVO E ÂMBITO

Os operadores das redes, enquanto entidades responsáveis pela disponibilização de informação de contagem, deverão garantir a independência no serviço prestado, bem como a qualidade e integridade dos dados a fornecer ao mercado de gás natural.

A garantia do cumprimento do princípio geral referido anteriormente deverá ser assegurada através de verificação independente dos sistemas e procedimentos de controlo dos equipamentos de contagem e de recolha, registo, armazenamento e disponibilização de dados.

Neste âmbito, os operadores das redes estão obrigados a garantir a existência de auditorias externas e independentes que suportem a revisão dos procedimentos de controlo e a qualidade dos seus sistemas, bem como o envio dos respectivos relatórios à ERSE, nos termos do estabelecido no RRC.

17.2 RESPONSABILIDADE DA REALIZAÇÃO DA AUDITORIA

Cabe aos operadores das redes, ou a outra entidade em quem este delegar, promover a implementação e o uso sistemático e adequado de mecanismos de controlo sobre os processos e os sistemas, garantindo as condições para que possam ser auditados.

Parte ou a totalidade das actividades consideradas em matéria de Sistemas de Informação podem ser delegadas num prestador de serviços externo. Não obstante, a conformidade com as disposições regulamentares, acordos e outras matérias aplicáveis, mantém-se da responsabilidade do operador da rede.

Em complemento ao referido, os operadores das redes procurarão garantir as condições razoáveis e objectivas para a realização das auditorias, facilitando o acesso aos equipamentos e instalações para inspecção, bem como, a cópias dos dados e informação existente, sem que daí possa resultar qualquer impacto negativo no serviço de fornecimento dos dados.

17.3 MATERIAL AUDITÁVEL

As auditorias deverão suportar-se em material disponibilizado pelos operadores das redes, nomeadamente em relação à documentação de suporte dos controlos gerais dos sistemas, infra-estruturas e tecnologias de informação e dos controlos aplicativos associados aos

processos de medição, recolha, tratamento e disponibilização de dados, bem como das evidências da sua aplicação continuada e da detecção e correcção de anomalias, que permitam aferir sobre o grau de confiança quanto à fiabilidade e integridade dos dados de contagem.

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

17.4 EXECUÇÃO DA AUDITORIA

Os operadores das redes deverão recorrer a auditores independentes, com reconhecida experiência, práticas e metodologias em matéria de revisão de sistemas de informação e de processamento de dados.

A independência dos auditores, para além de organizacional, deverá sê-lo também do ponto de vista de interesse pessoal e profissional.

17.5 PERIODICIDADE DA AUDITORIA

As auditorias independentes, de carácter regular, deverão ser realizadas com uma periodicidade mínima de 2 anos.

17.6 RELATÓRIO DA AUDITORIA

O relatório da auditoria deverá conter a descrição dos objectivos e âmbito do trabalho realizado e nele devem constar as evidências que suportam as conclusões e recomendações produzidas, bem como, qualquer reserva, qualificação ou limitação no conteúdo que o auditor possa ter com respeito à auditoria.