CONSULTA PÚBLICA
145

PROPOSTA DE ARTICULADO

Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

SETOR GÁS

novembro - 2026

FICHA TÉCNICA

Título:
Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

Edição:
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Processo de Aprovação:
Consulta Pública n.º […]
Parecer do Conselho Consultivo em […]
Aprovação pelo Conselho de Administração em […]

Publicação:
[…]

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES INICIAIS 2
Artigo 1.º Objeto e âmbito 2
Artigo 2.º Siglas e definições 2
Artigo 3.º Tratamento e proteção de dados pessoais 6
Artigo 4.º Informação confidencial 7
Artigo 5.º Cibersegurança 7
Artigo 6.º Serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais 8
CAPÍTULO II MEDIÇÃO 9
Secção I Disposições gerais 9
Artigo 7.º Pontos de medição 9
Artigo 8.º Fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos dos sistemas de medição 10
Artigo 9.º Acesso aos sistemas de medição 11
Artigo 10.º Instalações com duplo contador 12
Secção II Sistemas de medição 12
Artigo 11.º Princípios gerais dos sistemas de medição 12
Artigo 12.º Sistemas de medição de categoria 1 13
Artigo 13.º Sistemas de medição de categoria 2 15
Artigo 14.º Sistemas de medição de categoria 3 16
Artigo 15.º Sistemas de medição em serviço 16
Secção III Características dos equipamentos dos sistemas de medição 17
Artigo 16.º Características gerais dos equipamentos dos sistemas de medição 17
Artigo 17.º Elemento de medição da pressão 18
Artigo 18.º Elemento de medição da temperatura 18
Artigo 19.º Dispositivo de determinação do PCS 19
Artigo 20.º Dispositivo eletrónico de correção de volume de gás 19
Artigo 21.º Tubagem de alinhamento 20
Artigo 22.º Contador 20
Artigo 23.º Parametrização dos sistemas de medição 20
Artigo 24.º Verificação e acerto do relógio dos sistemas de medição 21
Artigo 25.º Intervenções nos equipamentos dos sistemas de medição 22
Secção IV Requisitos metrológicos e controlo metrológico 23
Subsecção I Requisitos metrológicos 23
Artigo 26.º Erro máximo admissível 23
Subsecção II Controlo metrológico 23
Artigo 27.º Controlo metrológico dos equipamentos dos sistemas de medição 23
Artigo 28.º Ações de verificação metrológica legal 24
Artigo 29.º Ações de verificação técnica 25
Secção V Grandezas a medir ou a determinar 25
Artigo 30.º Grandezas a medir ou a determinar 25

CAPÍTULO III LEITURA 27
Artigo 31.º Princípios gerais aplicáveis à leitura dos equipamentos dos sistemas de medição 27
Artigo 32.º Responsabilidade pela leitura 27
Artigo 33.º Periodicidade da leitura 28
Artigo 34.º Leitura local 29
Artigo 35.º Impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao titular da instalação 29
CAPÍTULO IV ANOMALIAS 31
Artigo 36.º Tipificação de anomalias 31
Artigo 37.º Eliminação de anomalias 32
Artigo 38.º Princípios gerais aplicáveis à correção de valores resultantes de anomalias 32
Artigo 39.º Correção de valores resultantes de anomalias em sistemas de medição de categoria 1 33
Artigo 40.º Correção de valores resultantes de anomalias em sistemas de medição de categoria 2 34
Artigo 41.º Correção de valores resultantes de anomalias em dados definitivos 35
CAPÍTULO V APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA 36
Artigo 42.º Determinação das quantidades na ausência de registos de medição 36
Artigo 43.º Determinação da compensação devida pelo operador nas situações de reapreciação deferida em que não exista contrato de fornecimento 36
Artigo 44.º Obrigações de registo e arquivo 37
CAPÍTULO VI TRATAMENTO DE DADOS 38
Secção I Estimativas de valores de consumo e de injeção 38
Subsecção I Princípios gerais 38
Artigo 45.º Princípios gerais aplicáveis às estimativas 38
Subsecção II Regras para estimar valores horários ou diários de consumo em instalações com medição diária ou intradiária 39
Artigo 46.º Regras para estimar valores horários ou diários de consumo em instalações com medição diária 39
Artigo 47.º Regras para estimar valores horários ou diários de consumo em instalações com medição intradiária 40
Subsecção III Regras para estimar valores acumulados de consumo em instalações com medição não diária 41
Artigo 48.º Métodos de estimativa aplicáveis a instalações com medição não diária 41
Artigo 49.º Método de estimativa "Perfil" 41
Artigo 50.º Método de estimativa "Histórico Homólogo Simples" 42
Artigo 51.º Método de estimativa "Histórico Homólogo Corrigido" 42
Artigo 52.º Consumo médio diário 43
Subsecção IV Regras para estimar valores horários ou diários de injeção na rede por instalações de produção 44
Artigo 53.º Regras para estimar valores horários ou diários de injeção na rede por instalações de produção 44

Secção II Metodologia para a estimativa de perfis de consumo 45
Artigo 54.º Princípios gerais aplicáveis à estimativa de perfis de consumo 45
Artigo 55.º Perfis de consumo 45
Artigo 56.º Atribuição dos perfis de consumo 46
Artigo 57.º Estimativa dos perfis de consumo 46
Artigo 58.º Publicação dos perfis de consumo 48
Secção III Correção de volumes medidos e conversão em energia 48
Artigo 59.º Princípios gerais aplicáveis à correção de volumes medidos e conversão em energia 48
Artigo 60.º Correção de volumes medidos 49
Artigo 61.º Conversão em energia 50
Secção IV Previsão de consumos das instalações com medição não diária 53
Artigo 62.º Previsão de consumos das instalações com medição não diária 53
Secção V Determinação das quantidades de gás dos agentes de mercado 53
Artigo 63.º Princípios gerais aplicáveis à determinação das quantidades de gás dos agentes de mercado 53
Artigo 64.º Consumo discriminado agregado estimado 54
Artigo 65.º Consumo discriminado agregado provisório 55
Artigo 66.º Consumo discriminado agregado definitivo 56
Secção VI Determinação das existências de gás nas infraestruturas do SNG 56
Artigo 67.º Existências de gás na RNTG 56
Artigo 68.º Existências de gás no armazenamento subterrâneo 57
Artigo 69.º Existências de gás no terminal de GNL 57
Artigo 70.º Existências de gás nas UAG 58
CAPÍTULO VII DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS 59
Secção I Disposições gerais 59
Artigo 71.º Princípios gerais aplicáveis à disponibilização de dados 59
Artigo 72.º Princípios aplicáveis à disponibilização de dados pelos operadores de rede 59
Artigo 73.º Disponibilização de dados pelos comercializadores aos clientes 61
Artigo 74.º Objeção aos dados 61
Secção II Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados 62
Artigo 75.º Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados 62
CAPÍTULO VIII REPORTE DE INFORMAÇÃO 64
Artigo 76.º Reporte de informação à ERSE 64
CAPÍTULO IX DISPOSIÇÕES FINAIS 65
Artigo 77.º Projetos-piloto 65
Artigo 78.º Grupos de trabalho 65
Artigo 79.º Informação a enviar à ERSE 65
Artigo 80.º Forma dos atos da ERSE 66

Artigo 81.º Documentos complementares 66
Artigo 82.º Recomendações e orientações da ERSE 67
Artigo 83.º Auditorias de verificação do cumprimento regulamentar 68
Artigo 84.º Prazos 68
Artigo 85.º Regime sancionatório 69
Artigo 86.º Norma revogatória 69
Artigo 87.º Entrada em vigor e produção de efeitos 69
ANEXO I PARÂMETROS DO GUIA 71

REGULAMENTO N.º […]

Aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás

[…]

Assim, ao abrigo do artigo 223.º do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, na redação atual, e dos artigos 9.º e 10.º conjugados com a alínea c) do n.º 2 do artigo 31.º, todos dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação atual, o Conselho de Administração da ERSE aprovou, por deliberação de 6-11-2026, o seguinte regulamento:

Capítulo I

Disposições iniciais

Artigo 1.º

Objeto e âmbito

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

2 - O Guia aplica-se a Portugal continental.

Artigo 2.º

Siglas e definições

1 - No presente Guia são utilizadas as seguintes siglas:

a) DECVG – Dispositivo eletrónico de correção de volume de gás;

b) ERP – Entidade responsável pelas previsões;

c) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

d) GMS – Estação de medição de gás;

e) GNL – Gás natural liquefeito;

f) GRMS – Estação de regulação de pressão e medição de gás;

g) PCS – Poder calorífico superior;

h) PM – Posto de medição de gás;

i) PRM – Posto de regulação da pressão e medição de gás;

j) RNDG – Rede Nacional de Distribuição de Gás;

k) RNTG – Rede Nacional de Transporte de Gás;

l) RPG – Rede pública de gás;

m) SNG – Sistema Nacional de Gás;

n) UAG – Unidade autónoma de gás.

2 - Para efeitos do presente Guia, são aplicáveis as definições previstas no regime legal que estabelece a organização e o funcionamento do SNG, as previstas nos regulamentos da ERSE, bem como as seguintes:

a) Autorização – a autorização concedida por um cliente final a uma parte elegível, com base num acordo contratual celebrado com essa parte, para esta aceder aos dados de contagem e de consumo do cliente final, com vista à prestação de determinado serviço;

b) *By-pass* – tubagem sem equipamento de medição de gás, colocada paralelamente à cadeia de medição, permitindo o fluxo alternativo de gás sempre que seja necessário interromper a sua passagem pela linha principal;

c) Cadeia de medição – série de elementos de um sistema de medição, que constitui um caminho único para o sinal, do sensor até ao elemento de saída, sendo composta por um contador e, quando exigível, por um DECVG, com os respetivos elementos de medição de temperatura e de pressão, podendo estar ligada a sistemas de telecontagem;

d) Carteira do agente de mercado – conjunto de clientes com contrato de fornecimento com um dado agente de mercado;

e) Compressibilidade – propriedade que traduz o desvio de um gás real em relação ao comportamento de um gás ideal, obtendo-se através do quociente entre o volume real de uma determinada quantidade de gás a dada pressão e temperatura e o seu volume medido nas mesmas condições, calculado pela lei dos gases ideais;

f) Concentrador de dados – equipamento associado a uma ou várias cadeias de medição que permite armazenar em memória local os valores medidos de gás e os eventos relevantes de funcionamento da cadeia de medição e disponibilizar sinais de saída;

g) Condições de base – consideram-se as seguintes: 0 °C de temperatura, 1,01325 bar de pressão absoluta e 25 °C de temperatura inicial de combustão;

h) Condições de escoamento – condições de pressão e temperatura do gás na cadeia de medição;

i) Contador – equipamento destinado a medir, totalizar e indicar a quantidade de gás que o atravessa nas condições de escoamento;

j) Contagem – medição da quantidade de gás num período de tempo determinado;

k) Correção – método utilizado para corrigir o volume de gás nas condições de escoamento para as condições de base;

l) Dia gás – período compreendido entre as 05h00 e as 05h00 UTC do dia seguinte na hora de inverno e entre as 04h00 e as 04h00 UTC do dia seguinte na hora de verão;

m) Dispositivo de determinação do PCS – um instrumento ligado ou integrado no DECVG para determinar o PCS do gás;

n) Entidade responsável pelas previsões – entidade estabelecida no Regulamento (UE) 312/2014 da Comissão Europeia, de 26 de março de 2014, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, cujas funções, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás, são exercidas no âmbito da atividade de gestão técnica global do SNG;

o) Estação de receção de gás – estação de receção de hidrogénio ou biometano comprimido transportado através de recipientes ou cisternas móveis, cuja função é reduzir a pressão para pressões predeterminadas, garantindo simultaneamente que o gás fornecido tem a temperatura adequada, é medido e contabilizado como entrada na rede, em termos de energia, sendo odorizado se for destinado à injeção na rede de distribuição;

p) Instalação autónoma de produção – infraestrutura de produção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, sem ligação direta à rede pública de gás e cuja produção é veiculada em rodovia, por camiões cisterna;

q) Leitura – recolha, pelo operador da infraestrutura ou pelo cliente, dos valores das grandezas objeto de medição, registados nos sistemas de medição;

r) Medição diária – as situações em que a quantidade de gás é medida e recolhida uma vez por dia;

s) Medição intradiária – as situações em que a quantidade de gás é medida e recolhida, no mínimo, duas vezes num dia;

t) Medição não diária – as situações em que a quantidade de gás é medida e recolhida com menos frequência do que uma vez por dia;

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

v) Parte elegível – entidade que oferece serviços relacionados com a energia a clientes finais, como comercializadores, operadores de rede, agregadores ou empresas de serviços energéticos;

w) *Pipe-spool* – troço de tubagem pré-fabricado, provido de meios de interligação, como flanges ou soldaduras;

x) Poder calorífico superior – a 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 de combustão cedem o seu calor até atingirem a temperatura inicial dos reagentes e que toda a água formada na combustão atinge o estado líquido;

y) Ponto de entrega – o ponto da rede onde se faz a entrega ou receção de gás à instalação de consumo, de produção ou a outra rede;

z) Sistema de rastreabilidade do gás – sistema de simulação de redes de gás, que determina, com precisão adequada, as propriedades do gás nelas veiculado, em função das suas características geométricas, da qualidade do gás e dos caudais registados nos pontos de entrada e de saída;

aa) Selagem – colocação de selos que permitam evidenciar a manipulação dos elementos da cadeia de medição;

bb) Telecontagem – contagem com leitura remota;

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

dd) Volume às condições de base – volume de gás às condições de base de pressão e temperatura, expresso em $m^3(n)$.

Artigo 3.º

Tratamento e proteção de dados pessoais

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

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

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

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

5 - O tratamento dos dados pessoais pode resultar de obrigação jurídica, da execução de um contrato, ou do consentimento dos seus titulares, consoante o caso.

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

7 - As partes elegíveis com autorização de acesso aos dados têm de assegurar mecanismos que permitam o exercício dos direitos dos titulares dos dados, designadamente o direito de acesso, informação, portabilidade, retificação, apagamento, limitação do tratamento e oposição, o direito a não ficar sujeito a decisões individuais automatizadas e o direito de reclamação.

8 - As partes elegíveis com autorização de acesso aos dados têm de adotar as medidas técnicas e organizativas adequadas ao nível de risco dos tratamentos de dados que realizam, de modo a garantir a disponibilidade, integridade e confidencialidade dos dados pessoais.

9 - Os sistemas informáticos utilizados pelas partes elegíveis com autorização de acesso aos dados para o tratamento dos dados pessoais têm em conta os princípios da proteção de dados desde a conceção (*Privacy by design*) e por defeito (*Privacy by default*).

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

11 -Sempre que as partes elegíveis com autorização de acesso aos dados tenham nomeado um encarregado de proteção de dados, devem disponibilizar o contacto do mesmo e identificar a autoridade nacional competente para apresentar reclamação sobre a matéria da privacidade e da proteção de dados pessoais.

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

Artigo 4.º

Informação confidencial

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

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

Artigo 5.º

Cibersegurança

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

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

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

Artigo 6.º

Serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais

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

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

3 - A disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais pelos operadores da RNDG e pelos comercializadores de último recurso tem caráter facultativo, estando sujeita ao regime dos serviços opcionais estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás.

4 - Os operadores da RNDG e os comercializadores de último recurso devem enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, uma caracterização da disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais que inclua, designadamente, a identificação, quantificação e respetivos custos.

Capítulo II

Medição

Secção I

Disposições gerais

Artigo 7.º

Pontos de medição

1 - Consideram-se pontos obrigatórios de medição de gás os seguintes:

a) Pontos de ligação das instalações de consumo de gás à RNTG e à RNDG;

b) Pontos de ligação das instalações de produção de gás à RNTG e à RNDG;

c) Pontos de ligação das redes fora do território nacional à RNTG;

d) Pontos de ligação da RNTG à RNDG;

e) Pontos de ligação entre redes de distribuição de diferentes operadores;

f) Ponto de ligação do terminal de GNL à RNTG;

g) Postos de receção e enchimento de GNL, a partir do transporte por via marítima, no terminal de GNL;

h) Postos de enchimento para transporte de GNL, por cisterna, nos terminais de GNL;

i) Pontos de ligação das instalações de armazenamento subterrâneo de gás à RNTG;

j) Postos de enchimento em instalações autónomas de produção, para transporte por cisterna;

k) Pontos de ligação das UAG às redes de distribuição abastecidas por UAG;

l) Pontos de ligação de estações de receção de gás comprimido à RNTG e à RNDG.

2 - As regras aplicáveis à medição do gás entregue nos pontos de receção em UAG estabelecem-se no Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG.

Artigo 8.º

Fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos dos sistemas de medição

1 - Os equipamentos dos sistemas de medição e os respetivos acessórios, são fornecidos, instalados, mantidos e, se for o caso, substituídos:

a) Pelo respetivo operador da rede, nos pontos de ligação das instalações de consumo à RNTG e à RNDG;

b) Pelos produtores de gás, no respeitante ao fornecimento e à instalação, e, na sequência do comissionamento, pelo respetivo operador da rede, no respeitante à manutenção e à substituição, nos pontos de ligação das instalações de produção à RNTG e à RNDG;

c) Pelo operador da RNTG, nos pontos de ligação das redes fora do território nacional à RNTG;

d) Pelo operador da RNTG, nos pontos de ligação da RNTG à RNDG;

e) Pelo respetivo operador da RNDG da rede de distribuição a montante, atendendo ao normal sentido do fluxo de gás, nos pontos de ligação entre redes de distribuição de diferentes operadores;

f) Pelo operador da RNTG, nos pontos de ligação dos terminais de GNL à RNTG;

g) Pelo respetivo operador de terminal de GNL, nos postos de receção e enchimento de GNL, a partir do transporte por via marítima, nos terminais de GNL;

h) Pelo respetivo operador de terminal de GNL, nos postos de enchimento para transporte de GNL, por cisterna, nos terminais de GNL;

i) Pelo operador da RNTG, nos pontos de ligação das instalações de armazenamento subterrâneo de gás à RNTG;

j) Pelos produtores de gás, nos postos de enchimento em instalações autónomas de produção, para transporte por cisterna;

k) Pelo respetivo operador da RNDG, nos pontos de ligação das UAG às redes de distribuição abastecidas por UAG;

l) Pelo respetivo operador da rede, nos pontos de ligação de estações de receção de gás comprimido à RNTG e à RNDG.

2 - Cabe aos clientes e aos produtores de gás a garantia das condições necessárias para a instalação, a manutenção, o controlo metrológico, a leitura e a substituição dos equipamentos do sistema de medição.

3 - Os pontos do sistema de medição de gás passíveis de serem violados devem ser selados pelo respetivo operador.

4 - A comunicação dos operadores de rede com os clientes e produtores de gás, no âmbito da instalação e da substituição dos equipamentos de medição, obedece ao disposto no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás.

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

Artigo 9.º

Acesso aos sistemas de medição

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

2 - Na circunstância de os sistemas de medição se localizarem no interior das instalações dos clientes ou dos produtores, o acesso local deve ser facultado ao operador de rede ou ao prestador de serviços por este contratado, sempre que devidamente identificados.

3 - A impossibilidade de acesso ao sistema de medição pelo operador de rede pode determinar a interrupção do fornecimento de gás por facto imputável ao cliente ou ao produtor de gás.

4 - Os clientes e os produtores de gás, assim como as entidades devidamente autorizadas por estes, têm direito de acesso aos sistemas de medição das suas instalações.

Artigo 10.º

Instalações com duplo contador

A integração de um segundo contador nos sistemas e procedimentos dos operadores de rede obedece ao disposto no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás e, adicionalmente, ao seguinte:

a) Os encargos associados ao segundo contador, incluindo os relativos à sua integração nos sistemas dos operadores de rede, são da responsabilidade do cliente ou do produtor de gás;

b) Os registos do segundo contador podem ser considerados para efeitos de faturação, nos termos a acordar entre as partes e, nessa situação:

   i) O operador de rede tem direito de acesso ao segundo contador;

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

Secção II

Sistemas de medição

Artigo 11.º

Princípios gerais dos sistemas de medição

1 - Os sistemas de medição obedecem ao disposto na legislação e regulamentação aplicáveis, no presente Guia e, se for o caso, aos aspetos detalhados pelos operadores em observação do disposto no Artigo 81.º.

2 - Nos termos do número anterior, os sistemas de medição associados a pontos de ligação de instalações de produção à RNTG e à RNDG devem obedecer ao disposto no Regulamento Técnico Relativo à Injeção de Gases de Origem Renovável ou de Baixo Teor de Carbono, aprovado pelo Despacho n.º 2791/2025, de 28 de fevereiro, que aprova o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás.

3 - Os equipamentos a instalar a montante do sistema de medição de gás, como reguladores de pressão, filtros ou tubagens, não podem interferir no princípio e na qualidade da medição.

4 - As configurações dos sistemas de medição de gás classificam-se como sendo de categoria 1, de categoria 2 ou de categoria 3, nos termos dos artigos seguintes.

Artigo 12.º

Sistemas de medição de categoria 1

1 - Os sistemas de medição são classificados como de categoria 1 no caso de pontos de ligação à RNTG, de postos de receção e enchimento de GNL, a partir do transporte por via marítima, nos terminais de GNL, e de postos de enchimento para transporte de GNL, por cisterna, nos terminais de GNL.

2 - Quando os sistemas de medição de categoria 1 estão associados a GRMS ou a GMS, como em regra sucede:

a) O sistema de medição deve ser composto por duas cadeias de medição, paralelas e independentes, cada uma com capacidade de medição de 100% do caudal de projeto, ou, em alternativa, por três cadeias de medição, cada uma com capacidade de medição de 50% do caudal de projeto, sendo que a segunda ou terceira cadeia de medição, consoante o caso, funciona como linha de reserva;

b) À entrada e à saída de cada cadeia de medição devem existir válvulas de seccionamento com atuador elétrico, de forma a permitir atuação remota;

c) Cada cadeia de medição deve ser composta por um ou dois contadores, elementos de medição de pressão e temperatura, DECVG e tubagem de alinhamento, e:

   i) Nos casos em que a cadeia de medição tenha dois contadores, o segundo contador deve ser colocado em série e servir para comparação ou substituição do primeiro contador em caso de falha deste;

   ii) Nos casos em que a cadeia de medição tenha apenas um contador, a cadeia de medição deve ter uma estrutura “em Z” que permita colocar duas linhas de medição em série, para efeitos de comparação.

d) O sistema de medição deve possuir um concentrador de dados com indexação cronológica, com relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, capacidade de deteção e memorização de alarmes de funcionamento anormal, memória não volátil, do tipo circular, com capacidade para armazenar os dados provenientes dos DECVG durante um período mínimo de seis meses;

e) O sistema de medição deve possuir uma fonte de alimentação ininterrupta e uma ligação direta, por fibra ótica, ao concentrador de dados, que garanta a transmissão de dados e

alarmes, remotamente, para o centro de controlo do respetivo operador da infraestrutura à qual o ponto de medição de gás se interligue.

3 - Quando os sistemas de medição de categoria 1 estão associados a PRM ou a PM, como em regra sucede no caso de pontos de ligação das instalações de consumo ou de produção de gás à RNTG:

a) O sistema de medição deve ser composto por uma cadeia de medição, com capacidade de medição de 100% do caudal de projeto;

b) A cadeia de medição deve ser composta por um contador, elementos de medição de pressão e temperatura, DECVG e tubagem de alinhamento;

c) O sistema de medição deve possuir uma linha de *by-pass* não equipada, paralela à linha de medição, que permita intervir no sistema de medição sem comprometer o normal fornecimento de gás;

d) O sistema de medição deve possuir um concentrador de dados com indexação cronológica, com relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, capacidade de deteção e memorização de alarmes de funcionamento anormal, memória não volátil, do tipo circular, com capacidade para armazenar os dados provenientes dos DECVG durante um período mínimo de seis meses;

e) O sistema de medição deve possuir uma fonte de alimentação ininterrupta e uma ligação direta, por fibra ótica, ao concentrador de dados, que garanta a transmissão de dados, remotamente, para o centro de controlo do respetivo operador da infraestrutura à qual o ponto de medição de gás se interligue.

4 - Em situações específicas, nomeadamente quando os sistemas de medição de categoria 1 estão associados a estações de interface com a RNTG, a estações de transferência de custódia ou a entregas a centros electroprodutores, cada linha pode ser composta por duas cadeias de medição completas, instaladas em série e baseadas em princípios de medição diferentes, assegurando simultaneamente a continuidade de serviço em caso de falha do elemento principal e a comparação e validação permanente da medição.

Artigo 13.º

Sistemas de medição de categoria 2

1 - Os sistemas de medição são classificados como de categoria 2 no caso de pontos de ligação à RNDG.

2 - Quando os sistemas de medição de categoria 2 estão associados a pontos de ligação entre redes de distribuição de diferentes operadores, a pontos de ligação das UAG às redes de distribuição abastecidas por UAG, a pontos de ligação de estações de receção de gás comprimido à RNDG, a pontos de ligação de instalações de consumo com consumos anuais superiores a 100 000 m^3(n) ou a pontos de ligação de instalações de produção à RNDG:

a) O sistema de medição deve ser composto por uma ou mais cadeias de medição, com capacidade de medição de 100% do caudal de projeto;

b) Cada cadeia de medição deve ser composta por um contador, elementos de medição de pressão e temperatura e DECVG;

c) O sistema de medição deve possuir um concentrador de dados com indexação cronológica, com relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, capacidade de deteção e memorização de alarmes de funcionamento anormal, memória não volátil, do tipo circular, com capacidade para armazenar os dados provenientes dos contadores de gás durante um período mínimo de seis meses.

3 - Quando os sistemas de medição de categoria 2 estão associados a pontos de ligação de instalações de consumo com consumos anuais inferiores a 100 000 m^3(n):

a) O sistema de medição deve ser composto por uma cadeia de medição, com capacidade de medição de 100% do caudal de projeto;

b) A cadeia de medição deve ser composta por um contador, instalado a jusante e o mais próximo possível do regulador de pressão.

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

Artigo 14.º

Sistemas de medição de categoria 3

1 - Os sistemas de medição são classificados como de categoria 3 no caso dos postos de enchimento de camiões-cisterna associados a instalações autónomas de produção de gás e destinam-se à determinação da massa total do gás transportado em cisternas, através de equipamentos certificados para uso metrológico legal.

2 - Os postos de enchimento referidos no número anterior podem estar associados a instalações de produção de gás liquefeito ou comprimido, para carregamento em camiões-cisterna, que se destinam, respetivamente, a UAG ou a estações de receção de gás comprimido ligadas à RNTG ou à RNDG.

3 - Os sistemas de medição de categoria 3 são compostos por elementos primários de medição das grandezas relevantes de massa e características de qualidade do gás.

4 - Cabe ao respetivo produtor:

a) A responsabilidade pela demonstração da qualidade do gás carregado em cada camião cisterna, no ponto de saída da instalação de produção;

b) O estabelecimento de procedimentos auditáveis para a medição e publicação da informação representativa, através de guias que acompanhem cada carga do camião cisterna.

Artigo 15.º

Sistemas de medição em serviço

1 - A alteração de sistemas de medição em serviço deve respeitar as especificações, os requisitos e os procedimentos técnicos e de segurança aplicáveis.

2 - Antes de qualquer alteração de um sistema de medição em serviço, todas as partes intervenientes devem ser informadas e, em caso de substituição ou alteração da parametrização de contadores de gás, deve ser deixada nota de visita no local.

3 - Sempre que disponível e necessário, deve utilizar-se a linha de *by-pass* ao contador durante a execução das alterações ao sistema de medição, devendo ser registados os valores de volume,

pressão, temperatura, fator de correção e outros considerados relevantes, bem como a hora de início e fim de circulação de gás pela linha de *by-pass*, para posterior apuramento de consumos.

4 - O responsável pelo sistema de medição deve garantir o arquivo e o registo auditável de todas as alterações do sistema de medição em serviço, por um período não inferior a três anos.

5 - Para além do disposto nos números anteriores, aos sistemas de comunicação e de telecontagem aplicam-se ainda as seguintes regras:

a) A validação da compatibilidade do protocolo de comunicação, do canal de comunicação e das parametrizações dos concentradores de dados deve ser efetuada com recurso aos dados recolhidos remotamente, por comparação com os dados memorizados localmente;

b) A validação prevista na alínea anterior deve ser feita sempre que um sistema de medição é colocado ou recolocado em serviço e, pelo menos, uma vez por ano;

c) A manutenção dos concentradores de dados pelos respetivos responsáveis inclui, designadamente, a vigilância dos alarmes gerados e recebidos, a verificação dos elementos de segurança, o controlo das comunicações com os sistemas de medição, a verificação e sincronização das bases de tempo, a verificação dos dados em arquivo, a garantia dos procedimentos de segurança e cópia de segurança, e a análise da coerência de leituras.

Secção III

Características dos equipamentos dos sistemas de medição

Artigo 16.º

Características gerais dos equipamentos dos sistemas de medição

1 - Os equipamentos dos sistemas de medição que permitam a transmissão de dados devem integrar medidas de proteção dos dados pessoais, nos termos do Artigo 3.º e da legislação aplicável.

2 - Os contadores devem ter, sempre que obrigatórios, visores que permitam a visualização da informação, bem contrastada e claramente visível, independentemente das condições locais de luminosidade.

3 - As características dos equipamentos dos sistemas de medição devem obedecer ao disposto na presente secção e, se aplicável, aos aspetos detalhados pelos operadores das infraestruturas, em observação do disposto no Artigo 81.º.

Artigo 17.º

Elemento de medição da pressão

1 - A pressão instantânea do gás é medida por um elemento primário de medição, cujo sinal é convertido por um transdutor e transmitido ao DECVG através de um transmissor de pressão.

2 - O elemento primário de medição da pressão deve ser escolhido em função da pressão de serviço e do tipo de sistema de medição, devendo ser instalado a montante da cadeia de medição ou no próprio corpo do contador.

3 - A parametrização do elemento de medição da pressão cabe ao respetivo operador da infraestrutura à qual o ponto de medição de gás se interligue.

Artigo 18.º

Elemento de medição da temperatura

1 - A temperatura instantânea do gás é medida por um elemento primário de medição, instalado numa sonda, cujo sinal é transmitido ao DECVG através de um transmissor de temperatura.

2 - O elemento primário de medição da temperatura deve ser escolhido em função da temperatura de serviço e do tipo de sistema de medição, devendo ser instalado a jusante da cadeia de medição ou no próprio corpo do contador.

3 - A parametrização do elemento de medição da temperatura cabe ao respetivo operador da infraestrutura à qual o ponto de medição de gás se interligue.

4 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, atendendo a que o valor de resistência das sondas de temperatura se encontra normalizado, a parametrização consiste na configuração adequada do transmissor de temperatura, para o tipo de resistência utilizado.

Artigo 19.º

Dispositivo de determinação do PCS

1 - O dispositivo de determinação do PCS envia, em tempo real, no local ou à distância, sinais ao DECVG, para efeitos do cálculo da energia do gás.

2 - A parametrização do dispositivo de determinação do PCS cabe ao respetivo operador da infraestrutura à qual o ponto de medição de gás se interligue.

Artigo 20.º

Dispositivo eletrónico de correção de volume de gás

1 - O DECVG destina-se a corrigir o volume de gás medido num contador pelo efeito da temperatura, da pressão e do fator de compressibilidade em relação às condições de base e a calcular o valor da energia do gás.

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

a) Detetar funcionamento fora das gamas indicadas pelo fabricante para os parâmetros pertinentes para a exatidão das medições e, nessa situação, suspender a integração da quantidade de gás corrigida e totalizar separadamente essa quantidade durante o tempo em que estiver fora da gama de funcionamento ou, em alternativa, utilizar os valores por defeito introduzidos no DECVG, integrando a quantidade medida com erro na quantidade acumulada;

b) Disponibilizar todos os valores pertinentes para a medição sem equipamento adicional, nomeadamente os valores acumulados medidos fora da gama de funcionamento;

c) Ser parametrizado para assumir valores por defeito para a pressão e para a temperatura, em caso de falha de medição destas variáveis;

d) Interface local com o utilizador, que permita a consulta de valores instantâneos, designadamente, de caudal, pressão e temperatura;

e) Arquivo de dados, designadamente, ano, mês, dia, hora, volume de gás às condições de escoamento e às condições de base, pressão e temperatura, acessíveis localmente e com as seguintes características:

i) Período mínimo de arquivo de 90 dias, no caso de sistemas de medição de categoria 1 e de 33 dias, no caso de sistemas de medição de categoria 2;

ii) Periodicidade de arquivo de dados parametrizável entre 1 e 24 horas;

iii) Tempo máximo de cálculo e aquisição de dados de 20 segundos.

Artigo 21.º

Tubagem de alinhamento

1 - Em sistemas de medição de gás de categoria 1, o contador de gás é instalado com tubagem de alinhamento do fluxo de gás, a montante e a jusante, cujo comprimento deve estar de acordo com o estabelecido no ponto I do ANEXO I.

2 - As flanges da tubagem devem ter classe de pressão concordante com as condições de pressão do processo à temperatura de operação.

Artigo 22.º

Contador

1 - O contador deve salvaguardar a correta contagem nos vários regimes de funcionamento da instalação, considerando os caudais mínimo, médio e máximo habituais, bem como a variabilidade operacional prevista e contratualizada, e estar orientado de acordo com o sentido de escoamento do gás.

2 - Todos os contadores a instalar a partir de 1 de janeiro de 2028 devem estar aprovados para a medição de misturas de gás que incluam hidrogénio.

Artigo 23.º

Parametrização dos sistemas de medição

1 - A parametrização, local e remota, dos sistemas de medição é da responsabilidade do respetivo operador da infraestrutura à qual o ponto de medição de gás se interligue.

2 - Os DECVG devem ser parametrizáveis remotamente, a partir do centro de controlo do respetivo operador da infraestrutura à qual o ponto de medição de gás se interligue.

3 - A parametrização local e remota dos equipamentos dos sistemas de medição exige a prestação de informação entre as partes envolvidas, com a antecedência mínima de três dias úteis.

4 - Os parâmetros dos equipamentos dos sistemas de medição suscetíveis de parametrização remota não devem invalidar a ação de verificação de certificação efetuada por laboratório acreditado.

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

6 - A parametrização remota incide sobre parâmetros necessários ao cumprimento das obrigações de medição e gestão do operador da infraestrutura, designadamente, os seguintes:

a) *Setpoint* de alarmes;

b) Dia gás;

c) Horas de comunicação remota;

d) Sincronização manual;

e) Palavra-passe de acesso remoto;

f) Valores por defeito relativos à temperatura e pressão;

g) Atualização de *firmware*.

7 - O operador da infraestrutura deve garantir o registo auditável de cada parametrização efetuada, com datação do evento.

Artigo 24.º

Verificação e acerto do relógio dos sistemas de medição

1 - A sincronização horária cabe à entidade responsável pela leitura do sistema de medição, nos termos estabelecidos no Artigo 32.º, que garante o sincronismo do relógio do sistema de medição com a hora legal, e que deve ser feita em todas as seguintes situações:

a) No momento de recolha local da leitura;

b) No decorrer de intervenções no sistema de medição;

c) No decorrer de qualquer comunicação remota com o sistema de medição.

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

3 - A deteção de um desvio do relógio deve motivar a sua correção imediata pela entidade responsável pela leitura do sistema de medição, nos termos estabelecidos no Artigo 32.º, que deve registar, de forma auditável, a informação relevante relativa a cada correção efetuada.

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

5 - As operações de verificação do desvio do relógio do sistema de medição pela entidade responsável pela leitura, nos termos estabelecidos no Artigo 32.º, não estão sujeitas à obrigação de aviso prévio aos clientes ou produtores de gás.

Artigo 25.º

Intervenções nos equipamentos dos sistemas de medição

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

Secção IV

Requisitos metrológicos e controlo metrológico

Subsecção I

Requisitos metrológicos

Artigo 26.º

Erro máximo admissível

1 - Nas condições de funcionamento homologadas e na ausência de perturbações, o erro de medição de cada equipamento do sistema de medição não deve exceder o respetivo erro máximo admissível, expresso como o valor do desvio, por excesso e por defeito, em relação ao valor real da grandeza medida, como estabelecido na legislação aplicável.

2 - Sem prejuízo do disposto no número anterior:

a) O erro máximo admissível dos DECVG, para o fator de correção, é de 1%;

b) O erro máximo admissível dos dispositivos de determinação do PCS é de 0,2%.

Subsecção II

Controlo metrológico

Artigo 27.º

Controlo metrológico dos equipamentos dos sistemas de medição

Os equipamentos dos sistemas de medição devem:

a) Ser objeto de aprovação do modelo no país de origem que o Instituto Português da Qualidade, I. P. reconheça ao abrigo dos acordos de reconhecimento mútuo;

b) Cumprir as normas aplicáveis;

c) Ser submetidos a ensaios finais de exatidão, após os quais são selados com o selo de controlo metrológico do fabricante;

d) Possuir todos os relatórios de ensaios emitidos por laboratório acreditado.

Artigo 28.º

Ações de verificação metrológica legal

1 - Para verificar a conformidade dos sistemas de medição de categoria 2 associados a pontos de ligação de instalações de consumo com consumos anuais inferiores a 100 000 m^3(n) e dos sistemas de medição de categoria 3, com os requisitos metrológicos legais e regulamentares, devem ser efetuadas ações de verificação metrológica legal.

2 - As ações de verificação metrológica legal são realizadas por laboratório reconhecido pelo Instituto Português da Qualidade, I. P.

3 - A entidade responsável pela realização da ação de verificação metrológica legal deve:

a) Selar os pontos do sistema de medição passíveis de violação;

b) Colar no equipamento de medição evidências dessa realização, designadamente o nome da entidade responsável pela realização da ação de verificação e a data da sua realização;

c) Elaborar relatório que evidencie as anomalias detetadas.

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

5 - O responsável pelo sistema de medição deve informar as partes intervenientes da realização das ações de verificação metrológica legal, dos seus resultados e das respetivas consequências, quando se verifiquem impactos ao nível da faturação.

6 - As operações de verificação metrológica legal e a periodicidade da verificação periódica são as estabelecidas na legislação em vigor sobre controlo metrológico.

7 - A realização de verificação extraordinária determina o dever de o operador de rede elaborar um auto com os elementos verificados, a descrição da situação e a prova recolhida, e de informar as partes intervenientes, por escrito, destes elementos.

8 - Os erros máximos admissíveis na verificação extraordinária são iguais aos estabelecidos para a primeira verificação.

Artigo 29.º

Ações de verificação técnica

1 - As ações de verificação técnica compreendem o conjunto de ensaios técnicos, funcionais e metrológicos, destinados a verificar o desempenho dos sistemas de medição, a sua estabilidade e a manutenção das condições de exatidão definidas no presente Guia e nas normas e procedimentos técnicos aplicáveis.

2 - As ações de verificação técnica aplicam-se aos sistemas de medição de categoria 1 e 2, neste último caso quando associados a pontos de ligação entre redes de distribuição de diferentes operadores, a pontos de ligação das UAG às redes de distribuição abastecidas por UAG, a pontos de ligação de estações de receção de gás comprimido à RNDG, a pontos de ligação de instalações de consumo com consumos anuais superiores a 100 000 m^3(n) ou a pontos de ligação de instalações de produção à RNDG, e são da responsabilidade do respetivo operador de rede, não se constituindo como ações de verificação metrológica legal.

3 - A periodicidade das ações de verificação técnica encontra-se estabelecida no ponto II do ANEXO I, em função do equipamento.

4 - Os operadores da RNTG e da RNDG devem aprovar o detalhe dos ensaios a realizar nas ações de verificação técnica, em função dos pontos de medição, observando o disposto no Artigo 81.º, e assegurar a respetiva publicação no prazo máximo de seis meses após a entrada em vigor do presente Guia, informando a ERSE dessa publicação.

Secção V

Grandezas a medir ou a determinar

Artigo 30.º

Grandezas a medir ou a determinar

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

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

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

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

a) Grandezas a medir:

   i) Volume;

   ii) Pressão, em função do ponto de medição;

   iii) Temperatura, em função do ponto de medição;

   iv) Caudal, em função do ponto de medição;

   v) PCS, em função do ponto de medição.

b) Grandezas a determinar:

   i) Energia;

   ii) Pressão, em função do ponto de medição;

   iii) Temperatura, em função do ponto de medição;

   iv) PCS, em função do ponto de medição;

   v) Capacidade diária;

   vi) Capacidade mensal;

   vii) Capacidade mensal adicional;

   viii) Capacidade utilizada;

   ix) As grandezas referidas na alínea a), sob forma de estimativa, quando ocorram anomalias.

Capítulo III

Leitura

Artigo 31.º

Princípios gerais aplicáveis à leitura dos equipamentos dos sistemas de medição

1 - Os dados de gás recolhidos dos equipamentos dos sistemas de medição prevalecem sobre quaisquer outros.

2 - A leitura dos equipamentos dos sistemas de medição é feita de forma remota para os pontos de medição estabelecidos no n.º 1 - do Artigo 7.º, exceto para os pontos de ligação das instalações de consumo à RNDG, com consumo anual inferior a 100 000 m^3(n), cuja leitura, salvaguardado o disposto no n.º 5 -, pode ser feita de forma local.

3 - Nas situações em que, por anomalia de leitura, não seja possível a recolha remota, o operador de rede deve proceder à leitura local, nos termos do Artigo 34.º.

4 - Salvo acordo em contrário, os custos com as infraestruturas de telecomunicações necessárias à telecontagem constituem encargo do responsável pelo sistema de medição, nos termos do Artigo 8.º.

5 - Asseguradas as necessárias condições técnicas, os clientes das instalações de consumo ligadas à RNDG, com consumo anual inferior a 100 000 m^3(n), podem solicitar a integração do seu equipamento de medição no sistema de telecontagem do respetivo operador de rede, ficando responsáveis pelos encargos associados a essa integração.

Artigo 32.º

Responsabilidade pela leitura

1 - O operador da RNTG é responsável pela leitura dos equipamentos dos sistemas de medição instalados nos pontos de medição das instalações de consumo e das instalações de produção de gás ligadas à RNTG, nos pontos de ligação das redes fora do território nacional à RNTG, nos pontos de ligação da RNTG à RNDG, nos pontos de ligação dos terminais de GNL à RNTG, nos pontos de ligação das instalações de armazenamento subterrâneo de gás à RNTG e nos pontos de ligação de estações de receção de gás comprimido à RNTG.

2 - O respetivo operador de terminal de GNL é responsável pela leitura dos equipamentos dos sistemas de medição instalados nos postos de receção e enchimento de GNL, a partir do transporte por via marítima, nos terminais de GNL e nos postos de enchimento para transporte de GNL, por cisterna, nos terminais de GNL.

3 - O respetivo operador da RNDG é responsável pela leitura dos equipamentos dos sistemas de medição instalados nos pontos de medição das instalações de consumo e das instalações de produção de gás ligadas à sua rede, nos pontos de ligação das UAG à sua rede e, se aplicável, nos postos de receção de GNL, a partir do transporte por cisterna, e nos pontos de ligação de estações de receção de gás comprimido à sua rede.

4 - O operador da RNDG da rede de distribuição a montante, atendendo ao normal sentido do fluxo de gás, é responsável pela leitura dos equipamentos dos sistemas de medição instalados nos pontos de ligação entre redes de distribuição de diferentes operadores.

5 - Os titulares das instalações de produção de gás são responsáveis pela leitura dos equipamentos dos sistemas de medição instalados nos postos de enchimento em instalações autónomas de produção, para transporte por cisterna.

Artigo 33.º

Periodicidade da leitura

1 - Para os pontos de medição cuja leitura, nos termos do Artigo 31.º, deve ser feita de forma remota, devem ser asseguradas as seguintes periodicidades máximas de leitura:

a) Intradiária, no caso dos pontos de medição cuja responsabilidade pela leitura, nos termos do Artigo 32.º, seja do operador da RNTG ou dos operadores de terminais de GNL;

b) Diária, no dia seguinte ao do consumo/injeção, no caso dos pontos de medição cuja responsabilidade pela leitura, nos termos do Artigo 32.º, seja dos operadores da RNDG.

2 - Para os pontos de medição cuja leitura, nos termos do Artigo 31.º, deve ser feita de forma local, devem ser asseguradas as seguintes periodicidades máximas de leitura:

a) Mensal, para os pontos de ligação das instalações de consumo à RNDG, com consumo anual superior a 10 000 m^3(n) e inferior a 100 000 m^3(n);

b) Para os pontos de ligação das instalações de consumo à RNDG, com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3(n), o respetivo operador da RNDG deve cumprir o padrão para o indicador previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás para o desempenho na frequência da leitura local de equipamentos de medição.

3 - A impossibilidade de recolha de leitura pelo operador da RNDG, por facto imputável ao titular da instalação, determina a realização de leitura extraordinária, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás.

4 - Os titulares das instalações de produção de gás devem assegurar uma periodicidade de leitura diária dos sistemas de medição instalados nos postos de enchimento em instalações autónomas de produção, para transporte por cisterna.

Artigo 34.º

Leitura local

1 - Quando, devido a anomalia, não seja possível a leitura remota, os operadores de rede devem realizar a leitura local, assegurando a devida desagregação temporal dos dados em função do ponto de medição, designadamente para assegurar a existência de dados reais para a faturação mensal do acesso às redes.

2 - Para realizar a leitura local, o operador deve efetuar as diligências estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás.

3 - No caso de instalações de consumo sem leitura remota, os clientes podem comunicar as leituras ao respetivo operador da RNDG ou ao respetivo comercializador, que, se válidas, as consideram para todos os efeitos e em tempo útil, observando as regras estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás e no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás.

Artigo 35.º

Impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao titular da instalação

1 - Nos casos em que não seja possível manter o sistema de telecontagem funcional, por responsabilidade comprovada do titular da instalação, o operador de rede deve notificar esse

responsável, dando conhecimento ao respetivo comercializador, para que, no prazo máximo de 10 dias contados da receção da comunicação, reponha o normal funcionamento do sistema.

2 - Se, uma vez decorrido o prazo estabelecido no número anterior, o normal funcionamento do sistema de telecontagem não tiver sido reposto, o operador de rede pode interromper a instalação, observando o procedimento aplicável a interrupções por facto imputável ao cliente, como estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás.

Capítulo IV

Anomalias

Artigo 36.º

Tipificação de anomalias

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

a) Anomalias de leitura;

b) Anomalias de medição.

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

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

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

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

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

b) Erro de ligação dos sistemas de medição;

c) Erro de parametrização do sistema de medição ou do sistema de informação relacionado com a medição;

d) Períodos de integração do sistema de medição apresentando, pelo menos, uma das seguintes indicações:

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

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

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

Artigo 37.º

Eliminação de anomalias

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

2 - Sem prejuízo da possibilidade de acordo distinto entre as partes, a eliminação das anomalias cabe ao operador responsável pelo sistema de medição, nos termos do Artigo 8.º.

Artigo 38.º

Princípios gerais aplicáveis à correção de valores resultantes de anomalias

1 - A correção de valores resultantes de anomalias cabe ao operador responsável pela leitura dos equipamentos do sistema de medição, nos termos do Artigo 32.º.

2 - Os operadores devem, no conjunto das correções de valores resultantes de anomalias, cumprir o padrão para o indicador geral referente à correção de anomalias previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás.

3 - Nos casos em que não seja possível corrigir valores resultantes de anomalias por responsabilidade comprovada dos titulares das instalações, aplica-se o disposto no Artigo 35.º, com as necessárias adaptações.

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

a) Recolha local dos dados armazenados no sistema de medição;

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

c) Aplicação de estimativa.

5 - Adicionalmente, sem prejuízo do disposto no número anterior, e sempre que o operador entenda necessário, a correção de valores resultantes de anomalias pode considerar:

a) Os valores medidos nos primeiros três meses após a eliminação da anomalia, em particular quando não exista histórico fiável para a instalação em causa;

b) Os valores determinados pelos sistemas de rastreabilidade do gás, em particular o PCS aplicável.

6 - Após a correção de valores resultantes de anomalias de medição, o operador deve informar o titular da instalação, diretamente ou através do respetivo comercializador, da natureza concreta da anomalia, do procedimento de correção utilizado e da eventual substituição de equipamentos do sistema de medição.

7 - No decurso do período de objeção, assiste ao titular da instalação o direito de contestação dos valores apurados pelo operador.

8 - O operador deve arquivar e registar de forma auditável a informação relativa à correção de valores resultantes de anomalias, por um período não inferior a três anos.

Artigo 39.º

Correção de valores resultantes de anomalias em sistemas de medição de categoria 1

1 - Sem prejuízo do disposto no n.º 4 - do Artigo 38.º, quando os sistemas de medição de categoria 1 estão associados a GRMS ou a GMS, como em regra sucede, a correção de valores resultantes de anomalias obedece aos seguintes procedimentos:

a) Quando a anomalia afeta o contador:

   i) Se existirem dois contadores na cadeia de medição e apenas um apresenta anomalia, devem ser considerados os dados do segundo contador e proceder à comutação da linha de medição, não sendo necessária a realização de estimativa;

   ii) Se existir apenas um contador na cadeia de medição, deve proceder-se à comutação da linha de medição e estimar o consumo durante o período da anomalia, de acordo com o estabelecido na Secção I do Capítulo VI.

b) Quando a anomalia afeta o elemento de medição da pressão ou da temperatura, o DECVG deve assumir automaticamente os respetivos valores por defeito para a pressão ou para a temperatura, consoante o caso, para a correção do volume de gás, não sendo necessária a realização de estimativa;

c) Quando a anomalia afeta o DECVG:

i) Se existirem dois DECVG na cadeia de medição e apenas um apresenta anomalia, devem ser considerados os dados do segundo DECVG e proceder à comutação da linha de medição, não sendo necessária a realização de estimativa;

ii) Se existir apenas um DECVG na cadeia de medição, deve proceder-se à comutação da linha de medição e estimar o consumo durante o período da anomalia, observando o disposto na subalínea seguinte;

iii) Para efeitos do disposto na subalínea anterior, no caso de estarem disponíveis os dados de volume de gás do contador da cadeia de medição do DECVG em anomalia, a estimativa deve considerar esses dados multiplicados por um fator de correção calculado com base no histórico existente e, no caso contrário, a estimativa do consumo deve ser feita de acordo com o estabelecido na Secção I do Capítulo VI.

d) Quando a anomalia afeta o dispositivo de determinação do PCS, o DECVG deve assumir automaticamente os respetivos valores por defeito.

2 - Sem prejuízo do disposto no n.º 4 - do Artigo 38.º, quando os sistemas de medição de categoria 1 estão associados a PRM ou a PM, como em regra sucede no caso de pontos de ligação de instalações de consumo ou de produção de gás à RNTG, em caso de anomalia na cadeia de medição, a estimativa do consumo deve ser feita de acordo com o estabelecido na Secção I do Capítulo VI.

3 - Quando a anomalia afeta o sistema de telecontagem, deve proceder-se à recolha local dos dados arquivados e, uma vez eliminada a anomalia, o sistema deve comunicar esses dados para o centro de controlo do respetivo operador da infraestrutura à qual o ponto de medição de gás se interligue.

Artigo 40.º

Correção de valores resultantes de anomalias em sistemas de medição de categoria 2

1 - Sem prejuízo do disposto no n.º 4 - do Artigo 38.º, a correção de valores resultantes de anomalias em sistemas de medição de categoria 2 obedece aos seguintes procedimentos:

a) Se existir uma cadeia de medição em série com a cadeia de medição em anomalia, deve utilizar-se a informação dessa cadeia de medição para determinar a correção de valores;

b) Se for possível determinar o volume bruto de gás, deve apurar-se o fator de erro que afetou os valores de consumo durante a anomalia e considerá-lo na correção de valores;

c) Quando a anomalia afeta o DECVG, devem ser considerados os dados históricos do DECVG relativos às quatro semanas anteriores ou, em caso de impossibilidade, devem ser recolhidos os dados nas condições de escoamento.

2 - Nos casos em que não seja possível o recurso aos procedimentos do número anterior, a estimativa do consumo deve ser feita de acordo com o estabelecido na Secção I do Capítulo VI.

3 - Quando a anomalia afeta o sistema de telecontagem, deve proceder-se à recolha local dos dados, designadamente para assegurar a existência de dados reais para a faturação mensal do acesso às redes e, enquanto a recolha local não ocorra, a estimativa do consumo deve ser feita de acordo com o estabelecido na Secção I do Capítulo VI.

Artigo 41.º

Correção de valores resultantes de anomalias em dados definitivos

1 - Os dados definitivos das carteiras de comercialização não são objeto de correção motivada por anomalias, salvo decisão contrária da ERSE, baseada em pedido fundamentado apresentado pelo respetivo operador.

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

a) Ser superior a 1% dos valores agregados mensais do comercializador e a 0,5 GWh mensal;

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

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

a) Deve ser observado o período de objeção;

b) O operador deve informar a ERSE sobre os motivos e impactos das anomalias em causa, e propor medidas corretivas adequadas às situações concretas.

Capítulo V

Apropriação indevida de energia

Artigo 42.º

Determinação das quantidades na ausência de registos de medição

1 - Quando não existem evidências claras, nem registos fiáveis nos equipamentos de medição, a quantidade de gás consumido associada à AIE é dada pelo consumo médio anual do respetivo escalão de consumo, adicionado do correspondente desvio padrão.

2 - O consumo médio anual e o desvio padrão referidos no número anterior são aprovados anualmente pela ERSE, na sequência de proposta da ERP.

3 - Quando não existem evidências claras, nem registos fiáveis nos equipamentos de medição, a quantidade de gás injetado na rede associada à AIE é determinada através de metodologia a aprovar pela ERSE, na sequência de proposta da ERP, que ouve previamente os operadores de rede, a enviar à ERSE no prazo máximo de seis meses após a entrada em vigor do presente Guia.

4 - Quando não existem evidências claras, nem registos fiáveis nos equipamentos de medição, a capacidade utilizada associada à AIE, em kWh/dia, é dada pela capacidade máxima da respetiva ligação à rede da instalação, como estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás.

Artigo 43.º

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

1 - Para efeitos da aplicação do n.º 2 do artigo 14.º do Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia, na redação atual, relativo à compensação devida pelo operador perante interrupções de fornecimento cujo pedido de reapreciação tenha sido deferido, e em particular nas situações em que não exista contrato de fornecimento, o volume de gás consumido, em m^3, e a capacidade utilizada, em kWh/dia, são determinados através dos registos dos equipamentos de medição, se existentes, ou estimados nos termos do disposto na Secção I do Capítulo VI, em função do tipo de instalação.

2 - Nos casos em que seja devida compensação nos termos do n.º 2 do artigo 14.º do Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia, na redação atual, o valor da compensação devida pelo operador da rede, nas situações de inexistência de contrato de fornecimento, corresponde, pelo primeiro dia de interrupção, ao valor do consumo médio diário e da capacidade utilizada, determinados nos termos do número anterior, multiplicado por 30 dias, e, para os restantes dias, ao valor do consumo médio diário.

Artigo 44.º

Obrigações de registo e arquivo

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

Capítulo VI

Tratamento de dados

Secção I

Estimativas de valores de consumo e de injeção

Subsecção I

Princípios gerais

Artigo 45.º

Princípios gerais aplicáveis às estimativas

1 - A realização de estimativas de valores de consumo e de injeção cabe aos operadores de rede.

2 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, os comercializadores podem realizar estimativas para faturação aos seus clientes, desde que estas se refiram a um período de tempo não abrangido pelos dados, medidos ou estimados, disponibilizados pelos operadores de rede, e que utilizem as metodologias de estimativa estabelecidas no presente Guia.

3 - A realização de estimativas é devida:

a) Em caso de anomalia;

b) No caso de pontos de medição sem leitura remota, atendendo à respetiva periodicidade de leitura e aos ciclos de faturação no âmbito do relacionamento comercial entre o operador de rede e o comercializador, e entre este e o cliente.

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

a) Valores acumulados;

b) Valores horários ou diários.

5 - As estimativas de valores de consumo e de injeção devem ser substituídas por valores reais, assim que estes estejam disponíveis.

6 - O resultado do cálculo das estimativas é expresso em m^3, sem prejuízo da faturação ser em kWh.

7 - Nos períodos em que as instalações dos clientes tenham o seu fornecimento interrompido e seja necessário realizar estimativas, o valor da estimativa deve ser zero.

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

9 - Os operadores da RNTG e da RNDG devem avaliar as regras de estimativa estabelecidas nos artigos seguintes, bem como o impacto da sua aplicação, em termos de frequência e de volume, por tipologia de instalação, e enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano par, um relatório de avaliação.

Subsecção II

Regras para estimar valores horários ou diários de consumo em instalações com medição diária ou intradiária

Artigo 46.º

Regras para estimar valores horários ou diários de consumo em instalações com medição diária

1 - Os valores horários ou diários de consumo em instalações com medição diária fornecidas em média pressão são estimados por diferença entre os consumos medidos na respetiva GRMS e o somatório dos consumos medidos nos restantes PRM abastecidos por essa GRMS.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, deve considerar-se o desvio histórico entre os consumos medidos na GRMS e o somatório dos consumos medidos em todos os PRM fornecidos por essa GRMS, tomando-se como referência a média das duas semanas anteriores à anomalia que justifica a realização da estimativa ou, se tal não for possível, a média das duas semanas seguintes à eliminação da anomalia.

3 - Os valores horários ou diários de consumo em instalações com medição diária fornecidas em baixa pressão são estimados por diferença entre o somatório dos consumos medidos nos PRM de entrada e o somatório dos consumos medidos nos restantes PRM de saída abastecidos por esses PRM de entrada.

4 - Para efeitos do disposto no número anterior, deve considerar-se o desvio histórico entre o somatório dos consumos medidos nos PRM de entrada e o somatório dos consumos medidos em

todos os PRM de saída abastecidos por esses PRM de entrada, tomando-se como referência a média das duas semanas anteriores à anomalia que justifica a realização da estimativa ou, se tal não for possível, a média das duas semanas seguintes à eliminação da anomalia.

5 - Em alternativa ao disposto nos números anteriores, os valores horários ou diários de consumo em instalações com medição diária podem estimar-se por aplicação dos seguintes procedimentos, em função da melhor informação disponível:

a) Caso a anomalia não se prolongue por mais de um mês, o consumo pode ser estimado com base na média do consumo dos dias homólogos das últimas quatro semanas com informação disponível, excluindo eventuais feriados;

b) Caso a anomalia se prolongue por mais de um mês, o consumo pode ser estimado com base na média do consumo dos dias correspondentes das quatro semanas do período homólogo do ano anterior, excluindo eventuais feriados, corrigida pela evolução dos consumos, aferida por comparação entre o consumo do último mês com informação disponível e o consumo do mês homólogo do ano anterior;

c) Para efeitos do disposto nas alíneas anteriores, se a estimativa se referir a um dia feriado, devem considerar-se os sábados como dias homólogos;

d) Caso não seja possível aplicar os procedimentos previstos nas alíneas anteriores, o consumo pode ser estimado com base na média do consumo das duas semanas seguintes à eliminação da anomalia que justifica a realização da estimativa.

6 - Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, os valores de consumo em instalações com medição diária podem estimar-se por aplicação de qualquer outro procedimento, desde que acordado entre o operador de rede e o cliente.

Artigo 47.º

Regras para estimar valores horários ou diários de consumo em instalações com medição intradiária

Às estimativas de valores de consumo em instalações com medição intradiária aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto no artigo anterior.

Subsecção III

Regras para estimar valores acumulados de consumo em instalações com medição não diária

Artigo 48.º

Métodos de estimativa aplicáveis a instalações com medição não diária

1 - As estimativas de valores de consumo em instalações com medição não diária são realizadas por aplicação dos seguintes métodos:

a) Método de estimativa "Perfil";

b) Método de estimativa "Histórico Homólogo Simples";

c) Método de estimativa "Histórico Homólogo Corrigido".

2 - O método de estimativa a utilizar pelos operadores de rede e pelos comercializadores em cada instalação com medição não diária é escolhido pelo respetivo cliente, devendo utilizar-se, por defeito, o método de estimativa "Perfil".

Artigo 49.º

Método de estimativa "Perfil"

1 - A estimativa de consumo por aplicação do método "Perfil" é dada pela seguinte expressão:

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

em que:

$C_{Estimado}$ – Consumo estimado no período compreendido entre os períodos diários i_i e i_f, em m^3

C_{md} – Consumo médio diário, em m^3, determinado nos termos do Artigo 52.º

i_i – Período diário correspondente ao início do período para o qual se pretende estimar o consumo

i_f – Período diário correspondente ao final do período para o qual se pretende estimar o consumo

N_{da} – Número total de dias do ano

P_i – Valor do perfil aplicável no período diário *i*, calculado e publicado pela ERP

Artigo 50.º

Método de estimativa "Histórico Homólogo Simples"

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

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

em que:

$C_{Estimado}$ – Consumo estimado no período, em m^3

C_{md} – Consumo médio diário relativo ao período homólogo do ano anterior, em m^3, determinado nos termos do Artigo 52.º

N_d – Número de dias do período cujo consumo se pretende estimar

Artigo 51.º

Método de estimativa "Histórico Homólogo Corrigido"

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

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

em que:

$C_{Estimado}$ – Consumo estimado no período, em m^3

C_{md_n} – Consumo médio diário, em m^3, dos quatro meses anteriores ao período de estimativa, determinado nos termos do Artigo 52.º

$C_{md_{n-1}}$ – Consumo médio diário do ano anterior, relativo aos quatro meses anteriores ao período homólogo do período de estimativa, em m^3, determinado nos termos do Artigo 52.º

C_{md} – Consumo médio diário relativo ao período homólogo do ano anterior, em m^3, determinado nos termos do Artigo 52.º

N_d – Número de dias do período cujo consumo se pretende estimar

Artigo 52.º

Consumo médio diário

1 - Para as instalações com histórico mínimo de leituras de 12 meses, e para as quais não tenha ocorrido alteração do titular do contrato nos últimos 12 meses, o consumo médio diário é calculado com base no respetivo histórico de leituras, nos termos da seguinte expressão:

$$C_{\mathrm{md}} = \frac{CEL}{N_d}$$

em que:

C_{md} – Consumo médio diário da instalação

CEL – Consumo entre leituras

N_d – Número de dias entre leituras

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o consumo entre leituras (CEL):

a) No caso do método "Perfil", é determinado para o intervalo entre as últimas leituras mais próximo de 12 meses;

b) No caso do método "Histórico Homólogo Simples", é determinado para o mínimo intervalo entre leituras que abranja o período do ano anterior homólogo do período a estimar, para o qual existam leituras reais;

c) No caso do método "Histórico Homólogo Corrigido", é determinado para o mínimo intervalo entre leituras que abranja o período do ano anterior homólogo do período a estimar, para o qual existam leituras reais, e:

i) Para determinar o consumo médio diário dos quatro meses anteriores ao período de estimativa é considerado o mínimo intervalo entre leituras que abranja esse período;

ii) Para determinar o consumo médio diário do ano anterior, relativo aos quatro meses anteriores ao período homólogo do período de estimativa é considerado o mínimo intervalo entre leituras que abranja esse período.

3 - Para as instalações sem histórico de leituras, ou para as quais tenha ocorrido alteração do titular do contrato nos últimos 12 meses, deve ser considerado o consumo médio diário característico do respetivo perfil, calculado e publicado pela ERP:

a) No caso do método "Perfil", relativo ao ano do período cujo consumo se pretende estimar;

b) No caso do método "Histórico Homólogo Simples", relativo ao ano anterior ao do período cujo consumo se pretende estimar;

c) No caso do método "Histórico Homólogo Corrigido", relativo ao ano anterior ao do período cujo consumo se pretende estimar, e:

i) Para determinar o consumo médio diário dos quatro meses anteriores ao período de estimativa deve ser considerado o valor relativo ao ano do período cujo consumo se pretende estimar;

ii) Para determinar o consumo médio diário do ano anterior, relativo aos quatro meses anteriores ao período homólogo do período de estimativa deve ser considerado o valor relativo ao ano anterior ao do período cujo consumo se pretende estimar.

Subsecção IV

Regras para estimar valores horários ou diários de injeção na rede por instalações de produção

Artigo 53.º

Regras para estimar valores horários ou diários de injeção na rede por instalações de produção

Às estimativas de valores de injeção na rede por instalações de produção aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto no Artigo 46.º.

Secção II

Metodologia para a estimativa de perfis de consumo

Artigo 54.º

Princípios gerais aplicáveis à estimativa de perfis de consumo

1 - Nos pontos de ligação das instalações de consumo à RNDG com medição não diária, aplicam-se perfis de consumo de gás.

2 - Os perfis de consumo de gás são também aplicáveis nas situações de anomalia.

3 - Os perfis de consumo e o consumo médio diário característico de cada perfil são estimados para cada um dos escalões de consumo anual definidos no Regulamento Tarifário do setor do gás e para cada rede de distribuição de gás, sem prejuízo do estabelecido no n.º 6 - do Artigo 57.º.

4 - A estimativa do consumo discriminado por períodos diários é feita a partir do consumo registado nos equipamentos de medição das instalações dos clientes, ou do consumo obtido por estimativa, e do perfil aplicável.

5 - Cabe à ERP, no âmbito da atividade de gestão técnica global do SNG, determinar e publicar os valores dos perfis e do consumo médio diário anual característico de cada escalão de consumo que vigoram em cada ano civil, nos termos e prazos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás e no Artigo 58.º.

6 - Para efeitos do disposto no número anterior, a ERP deve coordenar-se com os operadores da RNDG, que se constituem como responsáveis pelo fornecimento da informação considerada necessária para a determinação dos valores dos perfis.

Artigo 55.º

Perfis de consumo

1 - Os perfis de consumo representam a distribuição diária do consumo anual da instalação representativa de cada escalão de consumo sendo estimados com discriminação mensal.

2 - O valor do perfil num determinado dia é obtido pelo quociente entre o consumo de gás da instalação representativa do escalão de consumo respetivo nesse mesmo dia e o consumo anual dessa instalação.

3 - Os perfis de consumo podem, mediante justificação fundamentada a apresentar pela ERP à ERSE, ser diferenciados em função do tipo de dia (útil, feriado, fim de semana), salvaguardados os impactos dessa diferenciação ao nível dos sistemas de informação dos diversos intervenientes.

4 - Os valores dos diagramas anuais dos perfis de consumo são adimensionais, arredondados à sétima casa decimal e normalizados, de modo a que o respetivo somatório seja igual a 1.

5 - Os valores do consumo médio diário anual característico de cada escalão de consumo são determinados em kWh e arredondados à primeira casa decimal.

Artigo 56.º

Atribuição dos perfis de consumo

1 - O perfil de consumo é selecionado, para cada instalação, tendo por base o consumo dos 12 meses anteriores.

2 - Para clientes com histórico de consumo inferior a 12 meses aplicam-se as seguintes regras:

a) Às instalações de clientes domésticos destinadas apenas a fogão ou esquentador aplica-se um perfil cujo escalão de consumo correspondente não supere os 220 m^3(n)/ano;

b) Às restantes instalações de clientes domésticos aplica-se um perfil cujo escalão de consumo correspondente seja superior a 220 m^3(n)/ano e inferior ou igual a 500 m^3(n)/ano;

c) Às instalações de clientes não domésticos aplica-se o perfil de acordo com o escalão de consumo contratado ou, quando este já tenha sido alterado pela evolução de consumos do cliente, o escalão de consumo em que o cliente se encontre nesse momento.

Artigo 57.º

Estimativa dos perfis de consumo

1 - A estimativa dos perfis de consumo deve utilizar a informação disponível mais recente, cobrindo um período de tempo suficiente para captar padrões de sazonalidade, acautelando, contudo, a ocorrência de fenómenos que perturbem significativamente o comportamento

habitual das instalações, designadamente, variações anormais e prolongadas dos preços de gás ou situações de perturbação significativa da vida social, cujo impacto na estimação deve ser atenuado, nomeadamente, com recurso a fatores de ponderação.

2 - A estimativa dos perfis deve considerar, para cada rede de distribuição de gás, o consumo diário das instalações sem medição diária, bem como o número de clientes de cada escalão de consumo.

3 - O consumo diário das instalações sem medição diária, referido no número anterior, é obtido, para cada GRMS, através da diferença entre o consumo total medido na GRMS e o consumo total das instalações com medição intradiária ou diária abastecidas pela GRMS, ajustado para perdas e autoconsumos, sendo posteriormente agregado por rede de distribuição.

4 - O consumo individual das instalações com medição intradiária ou diária de cada rede de distribuição é fornecido diariamente à ERP pelo respetivo operador de rede.

5 - A estimativa dos perfis de consumo de gás, para cada rede de distribuição, consiste na determinação dos consumos médios diários de cada escalão de consumo, para cada mês, que minimizam o erro na estimativa do consumo total respetivo, nos seguintes termos:

$$c_{d1} \times p_{11} + c_{d2} \times p_{21} + \cdots + c_{dn} \times p_{n1} = k_d$$

em que:

d	Dia do mês *m*; varia entre 1 e o número de dias do mês *m*;
n	Número de escalões de consumo anual definidos;
c_{di}	Número de clientes do escalão *i* no dia *d*, comunicado diariamente à ERP pelos operadores das redes de distribuição de gás;
p_{im}	Consumo médio diário mensal característico dos clientes do escalão *i* no mês *m*; os valores de p_{im} são determinados através da minimização dos resíduos do sistema de equações inconsistente associado ao mês *m*, utilizando um algoritmo de gradiente reduzido;
k_d	Consumo total dos clientes com medição não diária no dia *d*.

6 - Quando os perfis de consumo de gás obtidos para as diferentes redes de distribuição sejam semelhantes, a ERP pode agrupá-los em zonas de rede, devendo, nesse caso, anualmente, reavaliar o número e composição de cada zona.

Artigo 58.º

Publicação dos perfis de consumo

1 - Os valores dos perfis aplicáveis em cada ano civil, assim como os valores do consumo médio diário anual característico de cada escalão de consumo, são calculados e publicados pela ERP na sua página na internet, até ao dia 15 de dezembro do ano anterior.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, a ERP deve publicar um documento justificativo dos valores dos perfis publicados anualmente.

3 - A informação referida nos números anteriores deve ser enviada, no mesmo prazo, à ERSE.

Secção III

Correção de volumes medidos e conversão em energia

Artigo 59.º

Princípios gerais aplicáveis à correção de volumes medidos e conversão em energia

1 - A correção de volumes medidos e a respetiva conversão em energia, designadamente para efeitos de faturação, obedece ao disposto na presente secção.

2 - Os volumes registados pelos equipamentos de medição, nas condições de escoamento, devem ser corrigidos para as condições de base, mediante aplicação dos fatores de correção relativos a temperatura, pressão e, no caso de sistemas de medição com DECVG, compressibilidade.

3 - A conversão dos volumes corrigidos em energia deve ser efetuada com base no PCS do gás.

4 - A energia resultante da conversão constitui a base para a faturação, sem prejuízo das regras específicas aplicáveis, designadamente, a estimativas e à correção de valores resultantes de anomalias.

5 - Os procedimentos de correção de volumes medidos e de conversão em energia são da responsabilidade dos operadores de rede, que devem assegurar a rastreabilidade dos dados, a transparência dos cálculos efetuados e a possibilidade de verificação pelas partes interessadas.

6 - Os operadores de rede devem garantir o arquivo e o registo auditável dos dados e dos cálculos efetuados referidos no número anterior, por um período não inferior a três anos.

7 - Os fatores de correção e de conversão são arredondados à sexta casa decimal.

Artigo 60.º

Correção de volumes medidos

1 - Com exceção dos sistemas de medição de categoria 2 associados a pontos de ligação de instalações de consumo com consumos anuais inferiores a 100 000 m^3(n), a correção de volumes medidos é realizada de forma contínua pelo DECVG, integrando os sinais de temperatura e de pressão transmitidos pelos respetivos elementos de medição.

2 - Para os sistemas de medição de categoria 2 associados a pontos de ligação de instalações de consumo com consumos anuais inferiores a 100 000 m^3(n), a correção de volumes medidos para as condições de base obedece à seguinte expressão:

$$V_b = V_m \times F_{CT} \times F_{CP}$$

em que:

V_b Volume de gás às condições de base, em m^3(n)

V_m Volume medido de gás, em m^3

F_{CT} Fator de correção da temperatura, dado pela seguinte expressão:

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

em que:

$T_{gás}$ Temperatura do gás no ponto de medição, em função da localização da instalação, de acordo com o estabelecido no ponto III do ANEXO I

F_{CP} Fator de correção da pressão, dado pela seguinte expressão:

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

em que:

P_c Pressão relativa de fornecimento, dada pela pressão de calibração do redutor situado imediatamente a montante do equipamento de medição de gás, consultável diretamente no redutor ou através do operador de rede

Artigo 61.º

Conversão em energia

1 - Nos pontos com dispositivo de determinação do PCS, a energia é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$E = \int (Q_b \times PCS)\, dt$$

em que:

E – Energia do gás, em kWh

Q_b – Caudal do gás, às condições de base, em $m^3(n)/h$

PCS – Valor instantâneo do PCS, em $kWh/m^3(n)$

2 - Nos pontos sem medição contínua da qualidade do gás, a energia é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$E = V_b \times \overline{PCS}$$

em que:

E – Energia do gás

V_b – Volume do gás, às condições de base

$\overline{PCS}$ – Valor médio do PCS

3 - O PCS do gás é determinado pelos operadores da RNTG e da RNDG, nos termos dos números seguintes.

4 - Quando existam injeções de gás renovável ou de baixo teor de carbono na RPG, é obrigatória a determinação do PCS, de forma contínua, em cada ponto de injeção na RPG.

5 - Como princípio geral, em cada ponto de entrega, aplica-se o PCS apurado no ponto de medição contínua da qualidade do gás a montante desse ponto, atendendo ao normal sentido do fluxo de gás.

6 - No caso de pontos de entrega de redes de distribuição com múltiplas ligações à RNTG, o PCS é determinado com base na ponderação volumétrica dos PCS apurados pelo operador da RNTG para cada ligação da rede de distribuição à RNTG.

7 - No caso de pontos de entrega de redes de distribuição abastecidas por UAG, o PCS é determinado pelo respetivo operador da RNDG com base na ponderação entre o PCS do gás existente na UAG, o PCS do gás descarregado, como medido no lugar da carga, e os respetivos níveis da UAG antes e depois da descarga.

8 - Nas situações em que não seja possível o recurso a métodos de medição direta para a determinação do PCS aplicável ao ponto de entrega, designadamente no caso de múltiplos pontos de entrada ou de injeção na RPG ou de inversões do fluxo de gás, o respetivo operador de rede deve recorrer a métodos de medição indireta, nomeadamente a sistemas de rastreabilidade do gás, para calcular o PCS aplicável.

9 - Para efeitos do disposto no número anterior, os sistemas de rastreabilidade do gás utilizados pelos operadores de rede devem obedecer aos seguintes requisitos:

a) Transparência metodológica, incluindo divulgação dos princípios de modelização, critérios de mistura e periodicidade de atualização;

b) Identificação dos dados de entrada relevantes, designadamente volumes e PCS medidos nos pontos de injeção na RPG;

c) Rastreabilidade integral dos cálculos efetuados, permitindo a reconstrução do PCS aplicado a cada zona de rede ou ponto de entrega;

d) O modelo de consumos deve ser georreferenciado à infraestrutura e incluir curvas de consumo para as instalações sem leitura remota e informação real de volumes entregues às instalações com leitura remota;

e) Conservação de registos por período mínimo de três anos;

f) Auditoria técnica independente bienal, com envio à ERSE do correspondente relatório e publicação nas respetivas páginas na internet da respetiva versão não confidencial, até 30 de junho do ano seguinte ao da realização da auditoria.

10 - Para as instalações com medição intradiária ou diária, é apurado um valor médio diário de PCS, calculado a partir dos valores médios horários ponderados pelo volume de gás medido em cada hora.

11 - Para as instalações com medição não diária, é apurado um valor médio de PCS para o período de faturação abrangido, com base na média aritmética dos valores médios diários de PCS.

12 -Os operadores de rede devem publicar nas suas páginas na internet, e atualizar diariamente, os valores médios diários de PCS, pelo menos nos pontos de medição contínua da qualidade do gás, nos pontos de entrega da RNTG à RNDG e nos pontos de entrada das redes de distribuição abastecidas por UAG, bem como os valores de PCS obtidos através dos sistemas de rastreabilidade do gás, identificando a respetiva localização.

13 -Mediante pedido, o operador da rede deve disponibilizar ao cliente a informação relativa ao PCS aplicado no respetivo ponto de entrega.

14 -Os operadores de rede devem garantir o arquivo e o registo auditável dos valores de PCS apurados para cada ponto de entrega por um período não inferior a três anos.

Secção IV

Previsão de consumos das instalações com medição não diária

Artigo 62.º

Previsão de consumos das instalações com medição não diária

1 - Cabe à ERP, no âmbito da atividade de gestão técnica global do SNG, a elaboração e divulgação da previsão de consumos das instalações com medição não diária, para cada dia gás, por agente de mercado.

2 - A metodologia de previsão de consumos das instalações com medição não diária deve observar o disposto no Regulamento (UE) 312/2014 da Comissão Europeia, de 26 de março de 2014, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

3 - A metodologia de previsão de consumos das instalações com medição não diária deve ser publicada pela ERP na sua página na internet, no prazo máximo de seis meses após a entrada em vigor do presente Guia, observando o disposto no Artigo 81.º.

4 - A ERP deve publicar na sua página na internet, até ao dia 30 de abril de cada ano ímpar, informando simultaneamente a ERSE, um relatório sobre a exatidão da previsão de consumos das instalações com medição não diária, face aos valores apurados em d+1 e em m+5, relativo aos dois anos anteriores.

Secção V

Determinação das quantidades de gás dos agentes de mercado

Artigo 63.º

Princípios gerais aplicáveis à determinação das quantidades de gás dos agentes de mercado

1 - Sem prejuízo do disposto na presente secção, os procedimentos detalhados relativos à atribuição a cada agente de mercado das quantidades de gás veiculadas nos pontos relevantes das infraestruturas do SNG, repartições, encontram-se estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás.

2 - Cabe ao operador da RNTG, no quadro da atividade de gestão técnica global do sistema, e designadamente para efeitos do apuramento de desequilíbrios diários, determinar e disponibilizar as quantidades de gás atribuídas a cada agente de mercado, coordenando-se com os restantes operadores, que se constituem como responsáveis pelo fornecimento da informação necessária para esse apuramento.

3 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, para efeitos de faturação dos encargos de acesso às respetivas redes, os operadores da RNDG apuram e disponibilizam as quantidades de gás atribuídas a cada agente de mercado, desagregadas por ponto de entrega.

4 - A discriminação de consumos consiste na determinação do consumo, medido ou estimado, em cada período diário.

5 - A agregação de consumos, por carteira de agente de mercado, consiste no somatório do consumo discriminado das instalações dos clientes associados a cada carteira.

6 - Para efeitos do disposto no número anterior, consideram-se as alterações da composição das carteiras, comunicadas diariamente pelos operadores da RNDG ao operador da RNTG.

7 - Em função do momento em que se realiza a agregação de consumos, o consumo das carteiras dos agentes de mercado designa-se do seguinte modo, nos termos estabelecidos nos artigos seguintes:

a) Consumo discriminado agregado estimado;

b) Consumo discriminado agregado provisório;

c) Consumo discriminado agregado definitivo.

8 - O consumo discriminado agregado é ajustado para perdas e autoconsumos no referencial da entrada na RNTG, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações.

Artigo 64.º

Consumo discriminado agregado estimado

1 - O consumo discriminado agregado estimado é determinado diariamente para cada agente de mercado, no dia seguinte ao dia do consumo.

2 - A informação diária sobre o consumo discriminado agregado de cada agente de mercado deve ser desagregada por rede de distribuição, por GRMS/anel ou UAG, e por nível de pressão de fornecimento.

3 - O apuramento dos consumos relativos às instalações ligadas à RNTG, para cada agente de mercado, é realizado pelo operador da RNTG, com base nas respetivas leituras ou, em caso de anomalia, estimativas.

4 - O apuramento dos consumos relativos às instalações ligadas às redes de distribuição, para cada agente de mercado, efetua-se nos termos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás, de acordo com o seguinte modelo:

a) Para as instalações com medição diária, a discriminação de consumos é realizada pelo respetivo operador da RNDG, com base nas respetivas leituras ou, em caso de anomalia, estimativas;

b) Para as instalações com medição não diária a discriminação de consumos é realizada por ajustamento da previsão de consumos das instalações com medição não diária, como estabelecida no Artigo 62.º, em função do consumo total verificado das instalações com medição não diária;

c) O ajustamento previsto na alínea anterior, apura, no dia seguinte, o consumo total das instalações com medição não diária por diferença entre as quantidades apuradas nos pontos de entrega às redes de distribuição e o somatório do consumo, medido ou estimado, das instalações com medição diária ligadas a essas redes de distribuição.

Artigo 65.º

Consumo discriminado agregado provisório

1 - O consumo discriminado agregado provisório é determinado de acordo com a metodologia estabelecida para o consumo discriminado agregado estimado, substituindo progressivamente os consumos estimados pelas leituras entretanto recolhidas.

2 - Cabe aos operadores da RNDG apurar, e disponibilizar ao operador da RNTG, o consumo discriminado agregado provisório nas suas redes, por agente de mercado, por GRMS/anel ou UAG, e por nível de pressão de fornecimento.

3 - O apuramento do consumo discriminado agregado provisório é efetuado mensalmente, entre m+1 e m+4.

Artigo 66.º

Consumo discriminado agregado definitivo

1 - O consumo discriminado agregado definitivo é determinado de acordo com a metodologia estabelecida para o consumo discriminado agregado provisório, incorporando todas as leituras entretanto recolhidas.

2 - Cabe aos operadores da RNDG apurar, e disponibilizar ao operador da RNTG, o consumo discriminado agregado definitivo nas suas redes, por agente de mercado, por GRMS/anel ou UAG e por nível de pressão de fornecimento.

3 - O apuramento do consumo discriminado agregado definitivo é efetuado em m+5.

Secção VI

Determinação das existências de gás nas infraestruturas do SNG

Artigo 67.º

Existências de gás na RNTG

As existências de gás na RNTG são determinadas através de um modelo de simulação em tempo real integrando os dados das grandezas relevantes e aplicando os algoritmos adequados com vista à determinação do volume normalizado e da energia em cada troço da tubagem, da seguinte forma:

$$Existências_{RNTG} = V_t \times \frac{(\bar{P} + 1{,}01325)}{1{,}01325} \times \frac{273{,}15}{(\bar{T} + 273{,}15)} \times \frac{1}{Z} \times PCS$$

em que:

$Existências_{RNTG}$ – Existências de gás na RNTG, em energia

V_t – Volume geométrico total do troço da tubagem

$\bar{P}$ – Pressão média no troço da tubagem

$\bar{T}$ – Temperatura média no troço da tubagem

Z – Compressibilidade do gás

PCS – Poder Calorífico Superior, associado ao troço da tubagem

Artigo 68.º

Existências de gás no armazenamento subterrâneo

As existências de gás no armazenamento subterrâneo são determinadas através do balanço dos volumes de entrada e de saída medidos na estação de superfície, da seguinte forma:

$$Existências_{AS} = E_{iniciais} + (V_{entrada} - V_{saída}) \times PCS$$

em que:

$Existências_{AS}$ – Existências de gás no armazenamento subterrâneo, em energia

$E_{iniciais}$ – Existências de gás no armazenamento subterrâneo contabilizadas no dia anterior

$V_{entrada}$ – Volume medido de injeção no armazenamento subterrâneo

$V_{saída}$– Volume medido de extração no armazenamento subterrâneo

PCS – Poder Calorífico Superior

Artigo 69.º

Existências de gás no terminal de GNL

As existências de gás no terminal de GNL são determinadas da seguinte forma:

$$Existências_{TGNL} = V_{GNL} \times \rho_{GNL} \times PCS$$

em que:

$Existências_{TGNL}$ – Existências de gás no terminal de GNL, em energia

V_{GNL} – Volume total de GNL, determinado pela altura da coluna de líquido para a geometria de cada um dos tanques do terminal de GNL

ρ_{GNL} – Densidade do GNL em cada um dos tanques do terminal de GNL

PCS – Poder Calorífico Superior

Artigo 70.º

Existências de gás nas UAG

As existências de gás nas UAG são determinadas da seguinte forma:

$$Existências_{UAG} = V_{GNL} \times \rho_{GNL} \times PCS$$

em que:

$Existências_{UAG}$ – Existências de gás nas UAG, em energia

V_{GNL} – Volume total de GNL, determinado pela altura da coluna de líquido para a geometria de cada um dos tanques da UAG

ρ_{GNL} – Densidade do GNL em cada um dos tanques da UAG

PCS – Poder Calorífico Superior

Capítulo VII

Disponibilização de dados

Secção I

Disposições gerais

Artigo 71.º

Princípios gerais aplicáveis à disponibilização de dados

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

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

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

4 - Às atividades de gestão técnica global do SNG, gestão logística do abastecimento de UAG, gestão de riscos e garantias no SNG, gestão de mercados organizados, emissão de garantias de origem e operação logística de mudança de comercializador aplicam-se, em matéria de disponibilização de dados, as regras e procedimentos estabelecidos na legislação e na regulamentação específica dessas atividades.

Artigo 72.º

Princípios aplicáveis à disponibilização de dados pelos operadores de rede

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

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, até ao final do primeiro semestre de cada ano, os operadores de rede devem publicar nas respetivas páginas na internet, informando

simultaneamente a ERSE, um relatório relativo ao funcionamento e evolução das suas plataformas eletrónicas utilizadas para a disponibilização de dados, que inclua, no mínimo:

a) A descrição das plataformas eletrónicas utilizadas para a disponibilização de dados, incluindo a conclusão da Avaliação de Impacto sobre a Proteção de Dados;

b) A tipologia dos dados disponibilizados e respetivos formatos, respeitando designadamente o princípio da minimização de dados e da limitação das finalidades;

c) As funcionalidades para o acesso estruturado aos dados e a sua leitura automática;

d) O plano de desenvolvimento ou de melhoria das plataformas, incluindo calendário indicativo de implementação;

e) A identificação de eventuais limitações ou constrangimentos existentes.

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

4 - A disponibilização de dados validados pelos operadores de rede respeita, designadamente, as seguintes regras:

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

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

   i) Três anos, no caso de valores acumulados;

   ii) Dois anos, no caso de valores horários ou diários.

5 - A responsabilidade por assegurar e comprovar o direito de acesso aos dados ou algum dos direitos previstos no Artigo 3.º, é de quem faz o pedido,

6 - O operador de rede pode, a todo o momento, solicitar informação ou documentação adicional ao pedido de exercício de direitos, a qual deve ser satisfeita no prazo máximo de 15 dias úteis.

7 - A evidência de legitimidade do pedido de exercício de algum dos direitos para efeitos do n.º 5 -, deve ser conservada durante o período em que vigora o direito de acesso aos dados e, após esse período, pelo prazo mínimo de dois anos.

8 - O operador de rede deve estabelecer mecanismos *ex-ante* de verificação do direito de acesso aos dados para cada instalação.

9 - Sempre que solicitada por parte elegível autorizada, a disponibilização de dados inicia-se no prazo máximo de 5 dias úteis.

Artigo 73.º

Disponibilização de dados pelos comercializadores aos clientes

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

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

Artigo 74.º

Objeção aos dados

1 - Os dados disponibilizados pelos operadores de rede são considerados provisórios durante o período de objeção, de 10 dias úteis, entendido como o intervalo de tempo durante o qual podem ser contestados pelas entidades que os recebem.

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

3 - Os operadores de rede devem tratar as objeções recebidas num prazo máximo de 10 dias úteis.

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

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

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

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

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

Secção II

Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados

Artigo 75.º

Entidades destinatárias, conteúdo e periodicidade da disponibilização de dados

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

a) Ao estabelecido no ponto IV do ANEXO I, no caso de instalações com medição intradiária;

b) Ao estabelecido no ponto V do ANEXO I, no caso de instalações com medição diária;

c) Ao estabelecido no ponto VI do ANEXO I, no caso de instalações com medição não diária.

2 - As entidades destinatárias, o conteúdo e a periodicidade da disponibilização de dados de injeção na rede pelos operadores de rede devem obedecer ao estabelecido no ponto VII do ANEXO I.

3 - Os dados a disponibilizar pelos operadores da RNDG ao operador da RNTG devem obedecer ao estabelecido no ponto VIII do ANEXO I.

4 - Os dados a disponibilizar pelo operador da RNTG aos operadores da RNDG devem obedecer ao estabelecido no ponto IX do ANEXO I.

5 - Os dados a disponibilizar pelo operador da RNTG aos agentes de mercado devem obedecer ao estabelecido no ponto X do ANEXO I.

6 - Os dados a disponibilizar pelos operadores da RNDG aos agentes de mercado devem obedecer ao estabelecido no ponto XI do ANEXO I.

7 - Os dados a disponibilizar pelos agentes de mercado aos operadores da RNDG devem obedecer ao estabelecido no ponto XII do ANEXO I.

8 - Os operadores da RNTG e da RNDG devem aprovar o modelo e o formato dos dados a disponibilizar, observando o disposto no Artigo 81.º, e assegurar a respetiva publicação no prazo máximo de seis meses após a entrada em vigor do presente Guia, informando a ERSE dessa publicação.

9 - Para efeitos do disposto no número anterior, devem ser considerados os dados a disponibilizar pelos operadores de rede entre si, pelos operadores de rede aos agentes de mercado e aos titulares dos dados, e pelos agentes de mercado aos operadores de rede, em conformidade designadamente com o princípio da minimização de dados.

Capítulo VIII

Reporte de informação

Artigo 76.º

Reporte de informação à ERSE

1 - Os operadores de rede devem enviar à ERSE, semestralmente, até ao final do mês seguinte ao semestre em causa, os indicadores estabelecidos nos pontos XIII a XVI do ANEXO I.

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

3 - O reporte pelos operadores de rede deve ser realizado em formato eletrónico, garantindo a segurança e confidencialidade da informação.

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

Capítulo IX
Disposições finais

Artigo 77.º

Projetos-piloto

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

2 - A aprovação, implementação, monitorização e divulgação de projetos-piloto ao abrigo do presente Guia obedece ao estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás.

Artigo 78.º

Grupos de trabalho

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

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

Artigo 79.º

Informação a enviar à ERSE

1 - Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE pelos sujeitos intervenientes nos termos do presente Guia deve ser apresentada em formato eletrónico, com garantias de segurança, confidencialidade e disponibilidade.

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

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

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

Artigo 80.º

Forma dos atos da ERSE

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

Artigo 81.º

Documentos complementares

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a) São organizados por assuntos e identificados com um título e número sequencial;

b) Identificam as datas de publicação e de entrada em vigor;

c) Identificam as partes consultadas;

d) Identificam o número da versão atual e das versões anteriores;

e) Identificam as normas de referência, documentos de boas práticas, entre outros, quando aplicável.

Artigo 82.º

Recomendações e orientações da ERSE

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

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

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

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

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

Artigo 83.º

Auditorias de verificação do cumprimento regulamentar

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

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

Artigo 84.º

Prazos

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

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

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

Artigo 85.º

Regime sancionatório

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

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

Artigo 86.º

Norma revogatória

São revogadas:

a) A Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março, que aprovou o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural;

b) A Diretiva n.º 6/2024, de 16 de janeiro, que aprovou a metodologia para estimação de perfis de consumo de gás.

Artigo 87.º

Entrada em vigor e produção de efeitos

1 - O presente Guia entra em vigor 30 dias após a sua publicação em Diário da República, produzindo efeitos a partir da mesma data.

2 - Sem prejuízo do disposto no número anterior:

a) O primeiro envio da caracterização da disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais prevista no n.º 4 - do Artigo 6.º deve ser efetuado até 15 de maio de 2028;

b) O primeiro envio do relatório previsto no n.º 9 - do Artigo 45.º deve ser efetuado até 15 de maio de 2028;

c) O primeiro envio do relatório previsto na al. f) do n.º 9 - do Artigo 61.º deve ser efetuado até 30 de junho de 2029;

d) A primeira publicação ao abrigo do disposto no n.º 4 - do Artigo 62.º deve ser efetuada até ao dia 30 de abril de 2029;

e) Os prazos para disponibilização final dos dados de consumo provisórios, para disponibilização dos dados de consumo definitivos, para objeção e para tratamento de objeção, como estabelecidos, respetivamente, no n.º 3 - do Artigo 65.º, no n.º 3 - do Artigo 66.º e nos números 1 - e 3 - do Artigo 74.º, aplicam-se a partir de 1 de janeiro de 2028;

f) O primeiro envio do relatório previsto no n.º 2 - do Artigo 72.º deve ser efetuado até 30 de junho de 2028;

g) O primeiro reporte de informação ao abrigo do n.º 1 - do Artigo 76.º deve ser efetuado até 31 de janeiro de 2028, com referência ao segundo semestre de 2027.

ANEXO I

PARÂMETROS DO GUIA

I. COMPRIMENTO DA TUBAGEM E DO CONTADOR EM SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE CATEGORIA 1

Instalação	Troço de tubagem a montante	Contador	Troço de tubagem a jusante	Total
GRMS e GMS	10 DN	3 DN	5 DN	18 DN
PRM e PM	5 DN	3 DN	3 DN	11 DN

DN – Diâmetro nominal

II. PERIODICIDADE DA VERIFICAÇÃO TÉCNICA

Equipamento	Tipologia	Periodicidade	Local da verificação
DECVG, transmissores, sondas e provas série (*)	Estações > 120 000 m^3(n)/h	6 meses	Estação
	Estações < 120 000 m^3(n)/h	1 ano	
Dispositivo de determinação do PCS	-	6 meses	
Contador	Turbina	8 anos	Laboratório
	Outros	10 anos	

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

III. TEMPERATURA DO GÁS E FATOR DE CORREÇÃO DA TEMPERATURA

Operador da rede de distribuição	Temperatura, $T_{gás}$ (°C)	Fator de correção da temperatura, F_{CT}
Beiragás	13	0,954569
Dianagás	16	0,944665
Duriensegás	11	0,961288
Lisboagás	17	0,941410
Lusitaniagás	16	0,944665
Medigás	18	0,938176
Paxgás	15	0,947944
REN Portgás	15	0,947944
Setgás	16	0,944665
Sonorgás	11	0,961288
Tagusgás	16	0,944665

IV. DADOS DE CONSUMO DE INSTALAÇÕES COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA

Os dados de consumo de instalações com medição intradiária devem ser disponibilizados pelo operador da RNTG, nos termos indicados na tabela abaixo.

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Consumo diário individual	Consumo diário de gás da instalação, relativo ao dia gás d, em $m^3(n)$ e em kWh, com detalhe horário, incluindo o valor médio diário do PCS. Em cada hora, o consumo é classificado como real ou estimado, consoante aplicável.	Titulares dos dados Agentes de mercado Partes elegíveis autorizadas	Diária, no dia seguinte ao do consumo (d+1)
Consumo mensal individual	Consumo mensal de gás da instalação, relativo ao mês m, em $m^3(n)$ e em kWh, com detalhe diário, incluindo os valores médios diários do PCS. Consumo considerado na faturação dos encargos de acesso às redes. Devem ser identificados os períodos com consumo real ou estimado, consoante aplicável.	Titulares dos dados Agentes de mercado Partes elegíveis autorizadas	Mensal, no momento da faturação dos encargos de acesso às redes

V. DADOS DE CONSUMO DE INSTALAÇÕES COM MEDIÇÃO DIÁRIA

Os dados de consumo de instalações com medição diária devem ser disponibilizados pelos respetivos operadores de rede de distribuição, nos termos indicados na tabela abaixo.

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Consumo diário individual	Consumo diário de gás da instalação, relativo ao dia gás d, em $m^3(n)$ e em kWh, com detalhe horário, incluindo o valor médio diário do PCS. Em cada hora, o consumo é classificado como real ou estimado, consoante aplicável.	Titulares dos dados Agentes de mercado Partes elegíveis autorizadas	Diária, no dia seguinte ao do consumo (d+1)
Consumo mensal individual	Consumo mensal de gás da instalação, relativo ao mês m, em $m^3(n)$ e em kWh, com detalhe diário, incluindo os valores médios diários do PCS. Consumo considerado na faturação dos encargos de acesso às redes. Devem ser identificados os períodos com consumo real ou estimado, consoante aplicável.	Titulares dos dados Agentes de mercado Partes elegíveis autorizadas	Mensal, no momento da faturação dos encargos de acesso às redes

VI. DADOS DE CONSUMO DE INSTALAÇÕES COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA

Os dados de consumo de instalações com medição não diária devem ser disponibilizados pelos respetivos operadores de rede de distribuição, nos termos indicados na tabela abaixo.

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Consumo mensal individual	Consumo mensal de gás da instalação, relativo ao mês m, em $m^3(n)$ e em kWh, incluindo o valor médio do PCS. Consumo considerado na faturação dos encargos de acesso às redes. Devem ser identificados os períodos com consumo real ou estimado, consoante aplicável.	Titulares dos dados Agentes de mercado Partes elegíveis autorizadas	Mensal, no momento da faturação dos encargos de acesso às redes

VII. DADOS DE INJEÇÃO NA REDE DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO DE GÁS

Os dados de injeção na rede de instalações de produção de gás devem ser disponibilizados pelos respetivos operadores da RNTG e da RNDG, nos termos indicados na tabela abaixo.

Tipo de dados	Conteúdo	Entidades destinatárias	Periodicidade
Injeção diária individual	Injeção diária de gás da instalação na rede, relativa ao dia gás d, em m^3(n) e em kWh, com detalhe horário, incluindo o valor médio diário do PCS. Em cada hora, a injeção é classificada como real ou estimada, consoante aplicável.	Titulares dos dados Comercializador de último recurso grossista Partes elegíveis autorizadas	Diária, no dia seguinte ao da injeção (d+1)
Injeção mensal individual	Injeção mensal de gás da instalação na rede, relativa ao mês m, em m^3(n) e em kWh, com detalhe diário, incluindo os valores médios diários do PCS. Injeção considerada na faturação ao comercializador de último recurso grossista. Devem ser identificados os períodos com injeção real ou estimada, consoante aplicável.	Titulares dos dados Comercializador de último recurso grossista Partes elegíveis autorizadas	Mensal, no momento da faturação ao comercializador de último recurso grossista

VIII. DADOS A DISPONIBILIZAR PELOS OPERADORES DA RNDG AO OPERADOR DA RNTG

Os operadores da RNDG disponibilizam dados ao operador da RNTG, nos termos indicados na tabela abaixo.

Tipo de dados	Conteúdo	Periodicidade
Composição das carteiras dos agentes de mercado	Composição das carteiras dos agentes de mercado, por rede de distribuição, por nível de pressão e por perfil de consumo.	Diária (em d-1)
Energia das instalações de consumo com medição diária	Valor diário de energia consumida pelas instalações de consumo com medição diária, em kWh, ajustado para perdas e autoconsumos, identificando o agente de mercado.	Diária (em d+1) e quando existam alterações
Consumo discriminado agregado provisório	Consumo de cada dia do mês m da carteira do agente de mercado, em kWh, com detalhe diário, por rede de distribuição e tipo de medição (diária, não diária).	Mensal, nos quatro meses seguintes ao do consumo (entre m+1 e m+4)
Consumo discriminado agregado definitivo	Consumo de cada dia do mês m da carteira do agente de mercado, em kWh, com detalhe diário, por rede de distribuição e tipo de medição (diária, não diária).	Mensal, no quinto mês seguinte ao do consumo (m+5)

IX. DADOS A DISPONIBILIZAR PELO OPERADOR DA RNTG AOS OPERADORES DA RNDG

O operador da RNTG disponibiliza dados aos operadores da RNDG, nos termos indicados na tabela abaixo.

Tipo de dados	Conteúdo	Periodicidade
Fluxos horários GRMS	Fluxos de gás, por GRMS, relativos ao dia gás d, em m^3(n) e em kWh, com discriminação horária, incluindo o valor médio diário do PCS. Em cada hora, o fluxo é classificado como real ou estimado, consoante aplicável.	Diária (em d+1)
Previsão de consumos das instalações com medição não diária	Previsão de consumos das instalações com medição não diária, para o dia d, em energia, por agente de mercado.	Diária (em d-1)

X. DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PELO OPERADOR DA RNTG AOS AGENTES DE MERCADO

O operador da RNTG disponibiliza dados aos agentes de mercado, nos termos indicados na tabela abaixo.

Tipo de dados	Conteúdo	Periodicidade
Previsão de consumo das instalações com medição não diária	Previsão de consumo das instalações com medição não diária, para o dia d, em energia, por agente de mercado.	Diária (d-1)
Consumo discriminado agregado estimado	Consumo diário (dia d) da carteira do agente de mercado, em kWh, por tipo de medição (intradiária, diária, não diária).	Diária, no dia seguinte ao do consumo (d+1)
Consumo discriminado agregado provisório	Consumo de cada dia do mês m da carteira do agente de mercado, em kWh, com detalhe diário, por tipo de medição (intradiária, diária, não diária).	Mensal, nos quatro meses seguintes ao do consumo (entre m+1 e m+4)
Consumo discriminado agregado definitivo	Consumo de cada dia do mês m da carteira do agente de mercado, em kWh, com detalhe diário, por tipo de medição (intradiária, diária, não diária).	Mensal, no quinto mês seguinte ao do consumo (m+5)

XI. DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PELOS OPERADORES DA RNDG AOS AGENTES DE MERCADO

Os operadores da RNDG disponibilizam dados aos agentes de mercado, nos termos indicados na tabela abaixo.

Tipo de dados	Conteúdo	Periodicidade
Leituras de instalações com medição não diária	Leituras de instalações com medição não diária recolhidas pelo operador de rede ou que lhe tenham sido comunicadas pelos clientes.	Prazo máximo de 48 horas após processamento da leitura
Consumo discriminado agregado estimado	Consumo diário (dia d) da carteira do agente de mercado, em kWh, por tipo de medição (diária, não diária).	Diária, no dia seguinte ao do consumo (d+1)
Consumo discriminado agregado provisório	Consumo de cada dia do mês m da carteira do agente de mercado, em kWh, com detalhe diário, por tipo de medição (diária, não diária).	Mensal, nos quatro meses seguintes ao do consumo (entre m+1 e m+4)
Consumo discriminado agregado definitivo	Consumo de cada dia do mês m da carteira do agente de mercado, em kWh, com detalhe diário, por tipo de medição (diária, não diária).	Mensal, no quinto mês seguinte ao do consumo (m+5)

XII. DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PELOS AGENTES DE MERCADO AOS OPERADORES DA RNDG

Os agentes de mercado disponibilizam dados aos operadores da RNDG, nos termos indicados na tabela abaixo.

Tipo de dados	Conteúdo	Periodicidade
Leituras de instalações com medição não diária	Leituras de instalações com medição não diária que lhe tenham sido comunicadas pelos clientes.	Prazo máximo de 48 horas após processamento da leitura

XIII. INDICADORES RELATIVOS A MEDIÇÃO

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
A1 – Pontos de medição	Número de pontos de medição existentes, com o nível de desagregação dado pelas alíneas a) a f) e i) a l) do n.º 1 - do Artigo 7.º.		Por tipo de medição (intradiária, diária, não diária) e por tipo de sistema de medição (categoria 1, 2 ou 3)	Operador da RNTG Operadores da RNDG
A2 – Equipamentos para apuramento do PCS	Lista dos dispositivos de determinação do PCS, identificando o tipo de ponto de medição (instalação de consumo, produção, fronteira entre redes, outro).		Por tipo de equipamento (cromatógrafo, calorímetro, analisador de gás inferencial, outro)	Operador da RNTG Operadores da RNDG

XIV. INDICADORES RELATIVOS A LEITURA

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
B1 – Periodicidade média de leitura das instalações com leitura remota	Periodicidade média de leitura remota das instalações ligadas à rede.	Leituras /dia	Por tipo de instalação (produção, consumo), por periodicidade de leitura (intradiária, diária, não diária)	Operador da RNTG Operadores da RNDG
B2 – Periodicidade média de leitura das instalações com leitura local	Periodicidade média de leitura local das instalações de consumo ligadas à rede.	dia	Por nível de consumo anual (até 10 000 m^3(n), superior a 10 000 m^3(n) e inferior a 100 000 m^3(n))	Operadores da RNDG
B3 – Taxa de sucesso da leitura remota	Percentagem de leitura remota com sucesso, dada pelo quociente entre o n.º de leituras remotas adquiridas com sucesso e o n.º de leituras remotas previstas.	%		Operador da RNTG Operadores da RNDG

XV. INDICADORES RELATIVOS A ANOMALIAS

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
C1 – Número de anomalias por instalação	Quociente entre o número de anomalias registadas e o número de instalações (consumo e produção).		Com a seguinte desagregação: medição, leitura, não tipificadas	Operador da RNTG Operadores da RNDG
C2 – Percentagem de instalações em anomalia	Percentagem de instalações (consumo e produção) em anomalia, em d+1 e em d+30.	%		Operador da RNTG Operadores da RNDG

XVI. INDICADORES RELATIVOS A DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
D1 – Correção ao consumo estimado	Quociente entre o somatório da diferença entre o consumo estimado em d+1 e o consumo do dia d apurado nos meses m+1 a m+5 e o consumo estimado em d+1, para todos os dias do semestre.	%	Por mês (m+1, m+2, m+3, m+4, m+5), por rede e por tipo de medição (intradiária, diária e não diária)	Operador da RNTG
D2 – Número de utilizadores ativos	Número de utilizadores ativos na plataforma eletrónica de dados.			Operador da RNTG Operadores da RNDG
D3 – Taxa de disponibilidade da plataforma	Percentagem de dias em que a plataforma eletrónica de dados esteve disponível.	%		Operador da RNTG Operadores da RNDG

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
+351 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt