

CONTECComissão de Normalização
Técnica**SC-10**Instrumentação e
Automação Industrial**Critérios para Elaboração de
Projetos de Instrumentação****1ª Emenda**

Esta é a 1ª Emenda da PETROBRAS N-1882 REV. E, e se destina a modificar o seu texto nas partes indicadas a seguir:

NOTA 1 A nova página com a alteração efetuada está colocada na posição correspondente.

NOTA 2 A página emendada, com a indicação da data da emenda, está colocada no final da norma, em ordem cronológica, e não devem ser utilizada.

CONTEÚDO DA 1ª EMENDA - 02/2017

- Seção 9.1.13

Alteração do texto.

Critérios para Elaboração de Projetos de Instrumentação

Procedimento

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. A Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma é a responsável pela adoção e aplicação das suas seções, subseções e enumerações.

Requisito Técnico: Prescrição estabelecida como a mais adequada e que deve ser utilizada estritamente em conformidade com esta Norma. Uma eventual resolução de não segui-la ("não conformidade" com esta Norma) deve ter fundamentos técnico-gerenciais e deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter impositivo.

Prática Recomendada: Prescrição que pode ser utilizada nas condições previstas por esta Norma, mas que admite (e adverte sobre) a possibilidade de alternativa (não escrita nesta Norma) mais adequada à aplicação específica. A alternativa adotada deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter não impositivo. É indicada pela expressão: **[Prática Recomendada]**.

Cópias dos registros das "não conformidades" com esta Norma, que possam contribuir para o seu aprimoramento, devem ser enviadas para a CONTEC - Subcomissão Autora.

As propostas para revisão desta Norma devem ser enviadas à CONTEC - Subcomissão Autora, indicando a sua identificação alfanumérica e revisão, a seção, subseção e enumeração a ser revisada, a proposta de redação e a justificativa técnico-econômica. As propostas são apreciadas durante os trabalhos para alteração desta Norma.

"A presente Norma é titularidade exclusiva da PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. - PETROBRAS, de aplicação interna na PETROBRAS e Subsidiárias, devendo ser usada pelos seus fornecedores de bens e serviços, conveniados ou similares conforme as condições estabelecidas em Licitação, Contrato, Convênio ou similar.

A utilização desta Norma por outras empresas/entidades/órgãos governamentais e pessoas físicas é de responsabilidade exclusiva dos próprios usuários."

Apresentação

As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho - GT (formados por Técnicos Colaboradores especialistas da Companhia e de suas Subsidiárias), são comentadas pelas Unidades da Companhia e por suas Subsidiárias, são aprovadas pelas Subcomissões Autoras - SC (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando as Unidades da Companhia e as Subsidiárias) e homologadas pelo Núcleo Executivo (formado pelos representantes das Unidades da Companhia e das Subsidiárias). Uma Norma Técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora e deve ser reanalisada a cada 5 anos para ser revalidada, revisada ou cancelada. As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas em conformidade com a Norma Técnica PETROBRAS N-1. Para informações completas sobre as Normas Técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.

Sumário

1	Escopo.....	5
2	Referências Normativas	5
3	Termos e Definições.....	11
4	Símbolos ou Siglas.....	14
5	Documentação, Unidades de Engenharia, Simbologia e Identificação	14
5.1	Documentação do Projeto.....	14
5.2	Unidades de Engenharia.....	14
5.3	Simbologia e Identificação de Instrumentos	15
6	Sistemas de Supervisão, Controle e Segurança	15
6.1	Geral.....	15
6.2	Sistema de Alarme	15
6.3	Sistema Instrumentado de Segurança.....	15
6.4	Sistemas de Detecção e Alarme de Incêndio e Gás	16
7	Sala de Controle.....	16
7.1	Geral.....	16
7.2	Condicionamento de Ar e Pressurização.....	17
7.3	Arranjo dos Equipamentos e Painéis	17
7.4	Instalação Elétrica	17
7.5	Aterramento.....	18
8	Sistema de Alimentação para Instrumentação.....	19
8.1	Sistemas Pneumáticos.....	19
8.2	Sistemas Elétricos.....	20
8.3	Sistemas Hidráulicos.....	21
9	Seleção e Especificação de Instrumentos	21
9.1	Geral.....	21
9.2	Instrumentos de Temperatura.....	24
9.3	Instrumentos de Pressão	26
9.4	Instrumentos de Vazão	28
9.5	Instrumentos de Nível	31



9.6	Válvulas de Controle	40
9.7	Válvulas "On-Off"	47
9.8	Válvulas de Alívio e Segurança	50
9.9	Válvulas de Alívio de Pressão e Vácuo	52
9.10	Discos de Ruptura	52
9.11	Analísadores de Processo	52
9.12	Sensores de Chama	53
9.13	Detectores de Fogo e Gás	53
10	Especificação de Cabos para Instrumentação	55
10.1	Cabos Elétricos de Instrumentação para Uso em Instalações Terrestres	55
10.2	Cabos Elétricos de Instrumentação para Uso em Instalações Marítimas	59
10.3	Cabos Óticos de Instrumentação para Uso em Instalações Terrestres e/ou Marítimas ...	60
11	Especificação de Painéis de Instrumentação	61
11.1	Requisitos Construtivos	61
11.2	Requisitos de Interligação Interna dos Componentes	62
11.3	Requisitos para os Componentes Internos	63
12	Especificação da Instrumentação em Unidades Pacotes	63
13	Projeto de Instalação de Instrumentos	64
13.1	Geral	64
13.2	Acessibilidade	64
13.3	Alimentação Pneumática de Instrumentos	64
13.4	Instalação de Instrumentos de Temperatura	64
13.5	Instalação de Instrumentos de Pressão	65
13.6	Instalação de Instrumentos de Vazão	65
13.7	Instalação de Instrumentos de Nível	65
13.8	Instalação de Válvulas de Controle	66
13.9	Instalação de Válvulas de Segurança e Alívio	66
13.10	Instalação de Sensores de Chama em Queimadores	66
14	Projeto de Instalação para Transmissão de Sinais	67
14.1	Geral	67
14.2	Alimentação Elétrica dos Instrumentos de Campo	67

14.3 Instalação para Transmissão de Sinais	68
14.4 Identificação	70
Anexo A - Dimensões de Hastes e Poços	71
Anexo B - Cálculo do Dimensionamento do Orifício de Restrição em Regime de Escoamento Crítico Isentrópico para Gás Real	73
Anexo C - Cálculo da Espessura de Orifícios de Restrição	74
Anexo D - Conexões ao Processo	75

Figuras

Figura 1 - Malha de Terra de Referência (MTR)	18
Figura 2 - Acabamento na Superfície de Assentamento da Junta da Placa de Orifício	31
Figura A.1 - Instalação Flangeada em Tubulação	72

Tabelas

Tabela 1 - Diâmetro Nominal da Linha Versus Espessura da Placa	30
Tabela 2 - Limites de Velocidade na Entrada da Válvula de Controle	43
Tabela 3 - Resposta ao Degrau para Válvulas de Controle	46
Tabela 4 - Grau de Proteção	61
Tabela A.1 - Comprimento de Imersão para Poços Instalados em Tubulação	71
Tabela A.2 - Comprimento de Imersão para Poços Flangeados Instalados em Vasos ou Torres	71
Tabela B.1 - Cálculo do Dimensionamento do Orifício de Restrição em Regime de Escoamento Crítico Isentrópico para Gás Real	73
Tabela D.1 - Tomadas ao Processo para Instrumentação de Vazão	75
Tabela D.2 - Tomadas ao Processo para Instrumentação de Pressão	75
Tabela D.3 - Tomadas ao Processo para Instrumentação de Nível	76

1 Escopo

1.1 Esta Norma estabelece critérios básicos para a elaboração de projetos de instrumentação para plantas industriais. Outros critérios não citados nesta Norma, ou que complementem os aqui definidos, devem ser prescritos em documentação complementar visando cobrir as especificidades de cada projeto.

1.2 Esta Norma é aplicada a:

- a) unidades de processamento;
- b) terminais;
- c) oleodutos e gasodutos;
- d) instalações de produção;
- e) centrais termelétricas;
- f) outras instalações da PETROBRAS que utilizam o mesmo tipo de instrumentação de que trata esta Norma.

1.3 Esta Norma se aplica a projetos de instrumentação, iniciados a partir da data de sua edição, para novas instalações bem como para reformas em instalações existentes.

1.4 Esta Norma contém Requisitos Técnicos e Práticas Recomendadas.

2 Referências Normativas

Os documentos relacionados a seguir são indispensáveis à aplicação deste documento. Para referências datadas, aplicam-se somente as edições citadas. Para referências não datadas, aplicam-se as edições mais recentes dos referidos documentos.

[NR-10](#) - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade;

[NR-13](#) - Caldeiras, Vasos de Pressão e Tubulações;

[NR-23](#) - Proteção Contra Incêndios;

PETROBRAS [N-42](#) - Projeto de Sistema de Aquecimento Externo de Tubulação, Equipamento e Instrumentação, com Vapor;

PETROBRAS [N-76](#) - Materiais de Tubulação para Instalações de Refino e Transporte;

PETROBRAS [N-133](#) - Soldagem;

PETROBRAS [N-332](#) - Sistema Ininterrupto de Energia Corrente Contínua para Uso Industrial (UPS-CC);

PETROBRAS [N-1883](#) - Apresentação de Projeto de Instrumentação/Automação;

PETROBRAS [N-1931](#) - Material de Tubulação para Instrumentação;

PETROBRAS [N-1996](#) - Projeto de Redes Elétricas em Envelopes de Concreto e com Cabos Diretamente no Solo;

PETROBRAS [N-1997](#) - Redes Elétricas em Sistemas de Bandejamento para Cabos - Projeto, Instalação e Inspeção;

PETROBRAS [N-2201](#) - Transformador Seco para Sistemas de Iluminação ou Instrumentação;

PETROBRAS [N-2595](#) - Critérios de Projeto, Operação e Manutenção de Sistemas Instrumentados de Segurança em Unidades Industriais;

PETROBRAS [N-2760](#) - Sistema Ininterrupto de Energia para Uso Industrial;

PETROBRAS [N-2791](#) - Detalhes de Instalação de Instrumentos ao Processo;

PETROBRAS [N-2900](#) - Gerenciamento de Alarmes;

PETROBRAS [N-2914](#) - Critérios de Segurança para Projeto de Sistema de Detecção e Alarme de Incêndio e Gás em Instalações Terrestres;

ABNT [NBR 5410](#) - Instalações Elétricas de Baixa Tensão;

ABNT [NBR 10300](#) - Cabos de Instrumentação com Isolação Extrudada de PE ou PVC para Tensões até 300 V - Requisitos de Desempenho;

ABNT [NBR 13225](#) - Medição de Vazão de Fluidos em Condutos Forçados, Utilizando Placas de Orifício e Bocais em Configurações Especiais (com Furos de Dreno, em Tubulações com Diâmetros Inferiores a 50 mm, como Dispositivos de Entrada e Saída e outras Configurações) - Especificação;

ABNT [NBR 13881](#) - Termômetros Bimetálicos - Recomendações de Fábrica e Uso - Terminologia, Segurança e Calibração;

ABNT [NBR 14105-1](#) - Medidores de Pressão - Parte 1: Medidores de Pressão com Sensor de Elemento Elástico - Requisitos de Fabricação, Classificação, Ensaios e Utilização;

ABNT [NBR 17240](#) - Sistemas de Detecção e Alarme de Incêndio - Projeto, Instalação, Comissionamento e Manutenção de Sistemas de Detecção e Alarme de Incêndio - Requisitos;

ABNT [NBR IEC 60079-10-1](#) - Atmosferas Explosivas - Parte 10-1: Classificação de Áreas - Atmosferas Explosivas de Gás;

ABNT [NBR IEC 60079-10-2](#) - Atmosferas Explosivas - Parte 10-2: Classificação de Áreas - Atmosferas de Poeiras Combustíveis;

ABNT [NBR IEC 60079-13](#) - Atmosferas Explosivas - Parte 13: Proteção de Equipamentos por Ambiente Pressurizado "p".

ABNT [NBR IEC 60079-14](#) - Atmosferas Explosivas - Parte 14: Projeto, Seleção e Montagem de Instalações Elétricas;

ABNT [NBR IEC 60079-25](#) - Atmosferas Explosivas - Parte 25: Sistemas Elétricos Intrinsecamente Seguros;

ABNT [NBR IEC 60529](#) - Graus de Proteção para Invólucros de Equipamentos Elétricos (Código IP);

ABNT [NBR ISO 5167-1](#) - Medição de Vazão de Fluidos por Dispositivos de Pressão Diferencial, Inserido em Condutos Forçados de Seção Transversal Circular - Parte 1: Princípios e Requisitos Gerais;

ABNT [NBR ISO 5167-2](#) - Medição de Vazão de Fluidos por Dispositivos de Pressão Diferencial Inseridos em Condutos Forçados de Seção Transversal Circular - Parte 2: Placas de Orifício;

IEC [60092-376](#) - Electrical Installations in Ships - Part 376: Cables for Control and Instrumentation Circuits 150/250 V (300 V);

IEC [60331-1](#) - Tests For Electric Cables under Fire Conditions - Circuit Integrity - Part 1: Test Method For Fire With Shock at a Temperature Of at Least 830 °C for Cables of Rated Voltage Up to and Including 0,6/1,0 kV and with an Overall Diameter Exceeding 20 mm;

IEC [60331-11](#) - Tests for Electric Cables under Fire Conditions - Circuit Integrity - Part 11: Apparatus - Fire Alone at a Flame Temperature of at Least 750 °C;

IEC [60332-1-2](#) - Tests on Electric and Optical Fibre Cables under Fire Conditions - Part 1-2: Test for Vertical Flame Propagation for a Single Insulated Wire or Cable - Procedure for 1 kW Pre-Mixed Flame;

IEC [60332-3-22](#) - Tests on Electric and Optical Fibre Cables under Fire Conditions - Part 3-22: Test for Vertical Flame Spread of Vertically-Mounted Bunched Wires or Cables - Category A;

IEC [60534-2-1](#) - Industrial Process Control Valves - Part 2-1: Flow-Capacity - Sizing Equations for Fluid Flow under Installed Conditions;

IEC [60534-4](#) - Industrial Process Control Valves - Part 4: Inspection and Routine Testing;

IEC [60534-8-3](#) - Industrial-Process Control Valves - Part 8-3: Noise Considerations - Control Valve Aerodynamic Noise Prediction Method;

IEC [60534-8-4](#) - Industrial-Process Control Valves - Part 8-4: Noise Considerations - Prediction of Noise Generated by Hydrodynamic Flow;

IEC [60584-1](#) - Thermocouples - Part 1: EMF Specifications and Tolerances;

IEC [60584-2](#) - Thermocouples - Part 2: Tolerances;

IEC [60584-3](#) - Thermocouples - Part 3: Extension and Compensating Cables - Tolerances and Identification System;

IEC [60751](#) - Industrial Platinum Resistance Thermometers and Platinum Temperature Sensors;

IEC [60754-1](#) - Test on Gases Evolved During Combustion of Materials from Cables - Part 1: Determination of the Halogen Acid Gas Content;

IEC [60754-2](#) - Test on Gases Evolved During Combustion of Materials From Cables - Part 2: Determination of Acidity (by pH Measurement) and Conductivity;

IEC [60794-1-1](#) - Optical Fibre Cables - Part 1-1: Generic Specification - General;

IEC 60947- Parts [1](#), [2](#), [3](#) e [4](#) - Low-voltage Switchgear and Controlgear;

IEC [61034-2](#) - Measurement of Smoke Density of Cables Burning under Defined Conditions - Part 2: Test Procedure and Requirements;

IEC [61158-2](#) - Industrial Communication Networks - Fieldbus Specifications - Part 2: Physical Layer Specification and Service Definition;

IEC [61518](#) - Mating Dimensions Between Differential Pressure (Type) Measuring Instruments and Flanged-On Shut-Off Devices Up To 413 Bar (41,3 MPa);

IEC [TR 60890](#) - A Method of Temperature-Rise Verification of Low-Voltage Switchgear and Controlgear Assemblies by Calculation;

ISO 4126-2 - Safety Devices for Protection against Excessive Pressure - Part 2: Bursting Disc Safety Devices;

ISO 4126-3 - Safety Devices for Protection against Excessive Pressure - Part 3: Safety Valves and Bursting Disc Safety Devices in Combination;

ISO 4126-6 - Safety Devices for Protection against Excessive Pressure - Part 6: Application, Selection and Installation of Bursting Disc Safety Devices;

ISO 5167-3 - Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices Inserted in Circular-Cross Section Conduits Running Full - Part 3: Nozzles and Venturi Nozzles;

ISO 5167-4 - Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices Inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full - Part 4: Venturi Tubes;

ISO 5167-5 - Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices Inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full - Part 5: Cone Meters;

ISO 5208 - Industrial Valves - Pressure Testing of Metallic Valves;

ISO 7240-2 - Fire Detection and Alarm Systems - Part 2: Control and Indicating Equipment;

ISO 7240-5 - Fire Detection and Alarm Systems - Part 5: Point-Type Heat Detectors;

ISO 7240-7 - Fire Detection and Alarm System - Part 7: Point-Type Smoke Detectors Using Scattered Light, Transmitted Light or Ionization;

ISO 7240-10 - Fire Detection and Alarm Systems - Part 10: Point-Type Flame Detectors;

ISO 7240-11 - Fire Detection and Alarm Systems - Part 11: Manual Call Points;

ISO 8573-1 - Compressed Air - Part 1: Contaminants and Purity Classes;

ISO 10497 - Testing of Valves - Fire Type-Testing Requirements;

ISO 10790 - Measurement of Fluid Flow in Closed Conduits - Guidance to the Selection, Installation and Use of Coriolis Flowmeters (Mass Flow, Density and Volume Flow Measurements);

ISO 15156-1 - Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for Use in H₂S-Containing Environments in Oil and Gas Production - Part 1: General Principles for Selection of Cracking-Resistant Materials;

ISO 16852 - Flame Arresters - Performance Requirements, Test Methods and Limits for Use;

ISO 28300 - Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries - Venting of Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks;

AGA REPORT 9 - Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters;

API MPMS 3.1B - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 3: Tank Gauging - Section 1B - Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging;

API MPMS 3.3 - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 3: Tank Gauging - Section 3 - Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Pressurized Storage Tank by Automatic Tank Gauging;

API MPMS 4.1 - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 4: Proving Systems - Section 1 - Introduction;

API [MPMS 4.5](#) - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 4.5: Master Meter Provers;

API [MPMS 5.2](#) - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 5: Metering - Section 2 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters;

API [MPMS 5.3](#) - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 5 - Metering - Section 3 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters;

API [MPMS 5.6](#) - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 5 - Metering - Section 6 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters;

API [MPMS 5.8](#) - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 5.8 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flowmeters;

API [MPMS 14.3.1](#) - Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids - Concentric, Square-Edged Orifice Meters - Part 1: General Equations and Uncertainty Guidelines;

API [MPMS 14.3.2](#) - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement - Section 3 - Concentric, Square-Edged Orifice Meters - Part 2 - Specification and Installation Requirements;

API [MPMS 14.3.3](#) - Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids - Concentric, Square-Edged Orifice Meters - Part 3: Natural Gas Applications;

API [RP 551](#) - Process Measurement;

API [RP 552](#) - Transmission Systems;

API [RP 553](#) - Refinery Valves and Accessories for Control and Safety Instrumented Systems;

API [RP 554 Part 2](#) - Process Control Systems - Process Control System Design;

API [RP 2218](#)- Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants;

API [STD 520 Part I](#) - Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices - Part I - Sizing and Selection;

API [STD 520 Part II](#) - Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices Part II- Installation;

API [STD 526](#) - Flanged Steel Pressure-Relief Valves;

API [STD 527](#) - Seat Tightness of Pressure Relief Valves;

API [STD 609](#) - Butterfly Valves: Double-Flanged, Lug- and Wafer-type;

ASME [B16.5](#) - Pipe Flanges and Flanged Fittings NPS 1/2 Through NPS 24 Metric/Inch Standard;

ASME [B16.10](#) - Face-to-Face and End-to-End Dimensions of Valves;

ASME [B16.36](#) - Orifice Flanges;

ASME [B31.3](#) - Process Piping;

ASME [BPVC Section I](#) - Boiler and Pressure Vessel Code - Section I: Rules for Constructions Power Boilers;

ASME [BPVC Section VIII Division 1](#) - Boiler and Pressure Vessel Code - Section VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels;

ASME [BPVC Section VIII Division 2](#) - Boiler and Pressure Vessel Code - Section VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels - Division 2: Alternative Rules;

ASME [BPVC Section VIII Division 3](#) - Boiler and Pressure Vessel Code - Section VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels - Division 3: Alternative Rules for Construction of High Pressure Vessels;

ASME [MFC-6](#) - Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Vortex Flowmeters;

ASME [MFC-12M](#) - Measurement of Fluid Flow in Closed Conduits Using Multiport Averaging Pilot Primary Elements;

ASME [MFC-14M](#) - Measurement of Fluid Flow Using Small Bore Precision Orifice Meters;

ASME [MFC-16](#) - Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits with Electromagnetic Flowmeters;

ASME [MFC-18M](#) - Measurement of Fluid Flow Using Variable Area Meters;

ASME [PTC 19.3 TW](#) - Thermowells Performance Test Codes;

ASTM [A269/A269M](#) - Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Tubing for General Service;

Foundation Fieldbus [AG-163](#) - Application Guide 31.25 kbit/s Intrinsically Safe Systems;

Foundation Fieldbus [AG-181](#) - System Engineering Guidelines;

IEEE [1100:2005](#) - Powering and Grounding Electronic Equipment;

ISA [5.1](#) - Instrumentation Symbols and Identification;

ISA [18.1](#) - Annunciator Sequences and Specifications;

ISA [75.08.01](#) - Face-to-Face Dimensions for Integral Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (Classes 125, 150, 250, 300, and 600);

ISA [75.08.02](#) - Face-to-Face Dimensions for Flangeless and Flangeless Rotary Control Valves (Classes 150, 300, and 600);

ISA [75.08.05](#) - Face-to-Face Dimensions for Butt-weld-End Globe-Style Control Valves (Class 150, 300, 600, 900, 1500, and 2500);

ISA [75.08.06](#) - Face-to-Face Dimensions for Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (Classes 900, 1500, and 2500);

ISA [75.08.08](#) - Face-to-Centerline Dimensions for Flanged Globe-Style Angle Control Valve Bodies (Classes 150, 300, and 600);

NACE [MR0103](#) - Materials Resistant to Sulfide Stress Cracking in Corrosive Petroleum Refining Environments;

NAMUR [NE 43](#) - Standardization of the Signal Level for the Failure Information of Digital Transmitters.

3 Termos e Definições

Para os efeitos deste documento aplicam-se os seguintes termos e definições.

3.1

amplitude de medição

diferença algébrica entre os valores superior e inferior da faixa de medição

EXEMPLOS

faixa de medição: -20 °C a 100 °C; amplitude de medição: 120 °C

faixa de medição: 4 a 20 mA; amplitude de medição: 16 mA

3.2

classe de exatidão

classe de instrumentos de medição ou de sistemas de medição que satisfazem requisitos metrológicos estabelecidos, destinados a manter os erros de medição ou as incertezas de medição instrumentais dentro de limites especificados, sob condições de funcionamento especificadas expressa em valor ou grupo

3.3

comprimento de imersão de poço de temperatura

é o comprimento da ponta livre do poço até a superfície interna da tubulação ou equipamento no qual o poço está inserido

3.4

condições de referência

conjunto de faixas nominais, normalmente estreitas, correspondentes às condições operacionais sob as quais determinado instrumento ou equipamento está submetido, quando são determinadas suas características de desempenho

3.5

contrapressão

pressão que existe na saída do dispositivo de alívio de pressão, como resultado da pressão no sistema de descarga. A contrapressão é a soma das contrapressões desenvolvida e superimposta

3.6

contrapressão desenvolvida

aumento da pressão na saída de um dispositivo de alívio de pressão que se desenvolve como um resultado do fluxo depois da abertura do dispositivo de alívio de pressão

3.7

contrapressão superimposta

pressão estática que existe na saída do dispositivo de alívio de pressão no momento em que o dispositivo é posto a funcionar. A contrapressão superimposta é o resultado da pressão no sistema de descarga proveniente de outras fontes, e pode ser constante ou variável

3.8

emissões fugitivas

emissões de gases ou vapores de equipamentos sob pressão que ocorrem devido a vazamentos involuntários ou irregulares

3.9**faixa de medição**

conjunto de valores que o instrumento foi ajustado e calibrado, dentro das quais espera-se que o mesmo realize medições com o desempenho esperado

3.10**faixa nominal de medição (“nominal range”)**

conjunto de valores compreendidos entre indicações extremas que limitam os valores que um instrumento pode ser ajustado ou utilizado

3.11**fluido tóxico**

fluidos cuja emissão para a atmosfera, além de determinados limites admissíveis, apresenta potencial de risco para pessoas ou ao meio ambiente

3.12**histerese**

diferença máxima que se observa nos valores indicados pelo instrumento, para um mesmo valor qualquer da faixa de medição, quando a variável percorre toda a escala, no sentido crescente em relação ao sentido decrescente

NOTA A histerese geralmente é expressa em porcentagem da faixa de medição.

3.13**linearidade**

grau de proximidade entre uma curva e uma linha reta. Normalmente quantificada como o máximo erro de medição obtido entre a curva e uma linha reta, posicionada de forma a minimizar tal desvio, ambas na faixa de medição

NOTA A linearidade geralmente é expressa em porcentagem da faixa de medição.

3.14**malhas de controle**

malhas com a função de manter uma ou mais variáveis de processo dentro de limites especificados ou de fazer parte de um sequenciamento ou comando de manobra visando a atuação de um elemento final (válvula de controle, válvula “on-off”, relé de partida de um equipamento etc.)

3.15**malhas de indicação**

malhas com a função de indicação ou alarme para fins de supervisão

3.16**malhas de intertravamento**

malhas com a função de proteger um equipamento ou de evitar eventos perigosos às pessoas ou ao meio ambiente

NOTA Inclui as funções instrumentadas de segurança, inclusive os sequenciamentos considerados como tal (exemplo: malhas que fazem parte do sequenciamento de acendimento de forno).

3.17**metrologia legal**

aquela que se refere às exigências legais, técnicas e administrativas, relativas às unidades de medida, aos métodos de medição, aos instrumentos de medir e às medidas materializadas; aplicadas aos sistemas de medição que envolvem transações comerciais, bem como aquelas que envolvem a saúde e a segurança dos cidadãos

3.18**pressão de projeto**

valor de pressão utilizado no projeto de um vaso ou outro equipamento de processo, com o propósito de determinar a mínima espessura admissível ou características físicas das partes internas, para uma dada temperatura

3.19**repetibilidade de medição**

grau de proximidade entre os valores obtidos através de medidas sucessivas, na saída de um determinado instrumento ou equipamento para um mesmo valor aplicado na entrada, com as demais condições operacionais mantidas constantes

NOTA Tais medições são realizadas sobre a faixa de medição do instrumento ou equipamento, no mesmo sentido, de forma a não incluir os efeitos de histerese.

3.20**“skid”**

equipamentos e acessórios fornecidos montados sobre uma mesma base comum

NOTA Unidade conjunto pré-montado em chassis e pré-testado, composto pelo equipamento principal e seus acessórios periféricos, tais como instrumentos, filtros e válvulas, formando um conjunto completo, que será interligado no campo ao seu respectivo sistema.

3.21**tubo DE (“tubing”, “OD”)**

tubo conformável de pequeno diâmetro (menor que 2”) que utiliza conexões de compressão e cujo padrão dimensional é baseado em seu diâmetro externo

3.22**unidade pacote**

conjunto de equipamentos e acessórios projetados para realizar uma operação unitária definida, supridos para uma mesma fonte e objeto de um único pedido

3.23**válvula de controle**

elemento final de controle que recebe um sinal de comando para ajustar a área de passagem de modo a modificar o valor da vazão do fluido de processo

3.24**válvula “on-off”**

válvula que pode assumir dois estados discretos (aberto ou fechado), liberando ou bloqueando o fluido de processo

4 Símbolos ou Siglas

ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas;
ANSI	- "American National Standards Institute";
API	- "American Petroleum Institute";
ASME	- "American Society of Mechanical Engineers";
CA	- Corrente Alternada;
CC	- Corrente Contínua;
CP	- Controlador Programável;
CV	- Capacidade de Vazão;
DPS	- Dispositivo de Proteção Contra Surtos;
EPL	- "Equipment Protection Level";
IEC	- "International Electrotechnical Commission";
FF	- "Foundation Fieldbus";
IHM	- Interface Homem Máquina;
IR	- Radiação Infravermelha;
ISA	- "The International Society of Automation";
ISO	- "International Organization for Standardization";
LIE	- Limite Inferior de Explosividade;
MTR	- Malha de Terra de Referência;
NA	- Normalmente Aberto;
NBR	- Norma Brasileira;
NR	- Norma Regulamentadora;
PE	- Condutor de Proteção Elétrica;
PMTA	- Pressão Máxima de Trabalho Admissível;
PSV	- Pressure Safety Valve;
RM	- Requisição do Material;
SCADA	- Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados;
SDCD	- Sistema Digital de Controle Distribuído;
SI	- Sistema Internacional de Unidades;
SIS	- Sistema Instrumentado de Segurança.

5 Documentação, Unidades de Engenharia, Simbologia e Identificação

5.1 Documentação do Projeto

A documentação do projeto de instrumentação deve ser elaborada de acordo com a PETROBRAS [N-1883](#).

5.2 Unidades de Engenharia

5.2.1 Unidades a serem adotadas em projeto:

- temperatura: °C;
- vazão (vapor d'água): t/h;
- vazão (líquidos): kg/h ou m³/h @ 20°C/1 atm;
- vazão (gás): kg/h, m³/h @ 0°C/1 atm (Nm³/h) ou m³/h @ 20°C/1 atm;
- pressão: kPa ou kgf/cm² (manométrico ou absoluto);
- vácuo e baixas pressões: Pa ou mmH₂O;
- nível: mm;
- massa específica: kg/m³;
- viscosidade absoluta: cP ou Pa.s.;
- viscosidade cinemática: cSt.

5.2.2 As unidades a serem adotadas em “displays” de instrumentos e IHM devem ser selecionadas dentre as listadas no item 5.2.1, com exceção da variável nível que deve ser apresentada em % da faixa de medição.

NOTA 1 Para as demais variáveis devem ser utilizadas as unidades do SI.

NOTA 2 A utilização de mais de uma unidade para cada variável por projeto deve ser submetida à PETROBRAS.

5.3 Simbologia e Identificação de Instrumentos

5.3.1 A identificação e simbologia a serem utilizadas nos fluxogramas de engenharia devem atender aos requisitos da ISA 5.1, exceto nos casos de ampliação de unidades existentes, onde é aceitável a utilização de critérios locais.

5.3.2 Toda a simbologia não coberta pela ISA 5.1 deve ser explicitada em um desenho complementar de legendas.

5.3.3 As definições abaixo devem ser usadas conforme sugerido pela ISA 5.1:

- a) C - condutividade elétrica;
- b) D - densidade;
- c) M - umidade;

6 Sistemas de Supervisão, Controle e Segurança

6.1 Geral

6.1.1 A arquitetura do sistema de supervisão, controle e segurança bem como as respectivas especificações dos diversos equipamentos tais como SDCD, SCADA, CP, CP do SIS etc. devem ser definidos em documento adicional.

6.1.2 Para a elaboração da documentação referente ao 6.1.1, recomenda-se seguir a API RP 554 Part 2. [Prática Recomendada]

6.2 Sistema de Alarme

6.2.1 Devem ser seguidos os critérios de projeto para sistemas de alarmes em instalações industriais apresentados na PETROBRAS N-2900.

6.2.2 Quando utilizados, os anunciadores de alarmes devem obedecer a ISA 18.1 utilizando-se as sequências ISA-A ou ISA-F1A.

6.3 Sistema Instrumentado de Segurança

Devem ser seguidos os critérios de projeto para sistemas instrumentados de segurança apresentados na PETROBRAS N-2595.

6.4 Sistemas de Detecção e Alarme de Incêndio e Gás

6.4.1 Os requisitos do sistema de detecção e alarme de incêndio e gás devem ser definidos em documento adicional.

6.4.2 Para as instalações terrestres devem ser seguidos os critérios de projeto para sistemas de detecção e alarme de incêndio, gases e vapores inflamáveis e tóxicos apresentados na PETROBRAS [N-2914](#).

6.4.3 O projeto de sistemas de detecção e alarme de incêndio deve atender aos requisitos da ABNT [NBR 17240](#).

7 Sala de Controle

7.1 Geral

7.1.1 Os critérios aqui definidos aplicam-se somente para as salas de controle que abrigam os painéis, armários ou gabinetes que fazem a interface com os instrumentos de campo e outros equipamentos.

7.1.2 Os critérios para as salas de controle que abrigam as interfaces com o operador (ambiente de operação) devem ser definidos em um documento adicional.

7.1.3 As áreas onde se localizam as salas de controle devem ser, preferencialmente, não classificadas, conforme ABNT [NBR IEC 60079-10-1](#) ou ABNT [NBR IEC 60079-10-2](#). No caso da sala de controle se localizar em área classificada devem ser atendidos os requisitos indicados na ABNT [NBR IEC 60079-13](#).

7.1.4 Para atender à necessidade futura de instalação de equipamentos, a área interna das salas de controle deve ser dimensionada de forma que exista uma área disponível de, pelo menos, 10 % da área total utilizada por todos os equipamentos previstos.

7.1.5 As portas de acesso para os equipamentos devem ser dimensionadas considerando a dimensão do maior equipamento com, no mínimo, uma folga de 30 cm na altura e na largura.

7.1.6 A menos que especificado em contrário em documento complementar, as salas de controle devem possuir um sistema de pressurização de ar. Na inexistência de um sistema de pressurização, medidas alternativas devem ser consideradas a fim de evitar a entrada de salinidade, poeira, gases e outros poluentes do ambiente externo que possam prejudicar o funcionamento dos equipamentos. Essas medidas devem ser submetidas à PETROBRAS.

7.1.7 A menos que especificado em contrário em documento complementar, as salas de controle devem possuir um sistema de ar condicionado e ventilação. Na inexistência de um sistema de ar condicionado e ventilação, medidas alternativas devem ser consideradas a fim de evitar uma degradação da vida útil dos equipamentos devido à temperatura do ambiente. Essas medidas devem ser submetidas à PETROBRAS.

7.1.8 As salas de controle devem ser providas de piso falso elevado a fim de facilitar a instalação dos cabos para os equipamentos.

7.2 Condicionamento de Ar e Pressurização

7.2.1 Deve ser previsto, quando aplicável, a detecção de gás na entrada do ar de ventilação, um sistema de proteção para o fechamento dos “dampers” e desligamento dos motores de ventilação na presença de gás nos dutos de entrada de ar.

7.2.2 Devem ser previstos alarmes, no sistema de supervisão e controle, de modo a anunciar anormalidades no sistema de ventilação e ar condicionado, tais como: falhas em máquinas e temperatura alta.

7.2.3 A menos que especificado em contrário em documento complementar, o sistema de ar condicionado e ventilação deve ser especificado para condicionar o ambiente a uma temperatura de $24^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e umidade relativa de $50\% \pm 5\%$.

7.2.4 A menos que especificado em contrário em documento complementar, o sistema de pressurização deve ser especificado para uma sobre pressão em relação ao ambiente externo do prédio de $4\text{ mm H}_2\text{O}$ para áreas não classificadas e de $6\text{ mm H}_2\text{O}$ para áreas classificadas.

7.3 Arranjo dos Equipamentos e Painéis

Todos os equipamentos de instrumentação, localizados no interior da sala de controle, devem ser locados de forma a atender aos seguintes requisitos:

- a) prever espaço suficiente para a livre abertura das suas portas ou acessos, para fins de inspeção ou manutenção dos mesmos bem como atender à largura mínima exigida pela [NR-23](#) para as vias de acesso a qualquer ponto da sala, considerando as portas dos equipamentos fechadas;
- b) garantir que a distância percorrida de qualquer ponto da sala de controle até a sua saída atenda a [NR-23](#), considerando ser a sala de controle como um ambiente de baixo risco a menos que outra análise especifique o contrário;
- c) reduzir o comprimento dos cabos através da aproximação dos equipamentos que possuam interligações entre si;
- d) reduzir a possibilidade de interferências eletromagnéticas em equipamentos que recebem sinais altamente sensíveis (sinais de vibração de máquinas, sinais de termopar e sinais em pulso) afastando-os de equipamentos geradores de ruídos (sistemas ininterruptos de potência e variadores de velocidade em motores).

7.4 Instalação Elétrica

7.4.1 Para a instalação dos cabos de instrumentação e alimentação elétrica dos equipamentos, dentro da sala de controle, recomenda-se a utilização de bandejas. **[Prática Recomendada]**

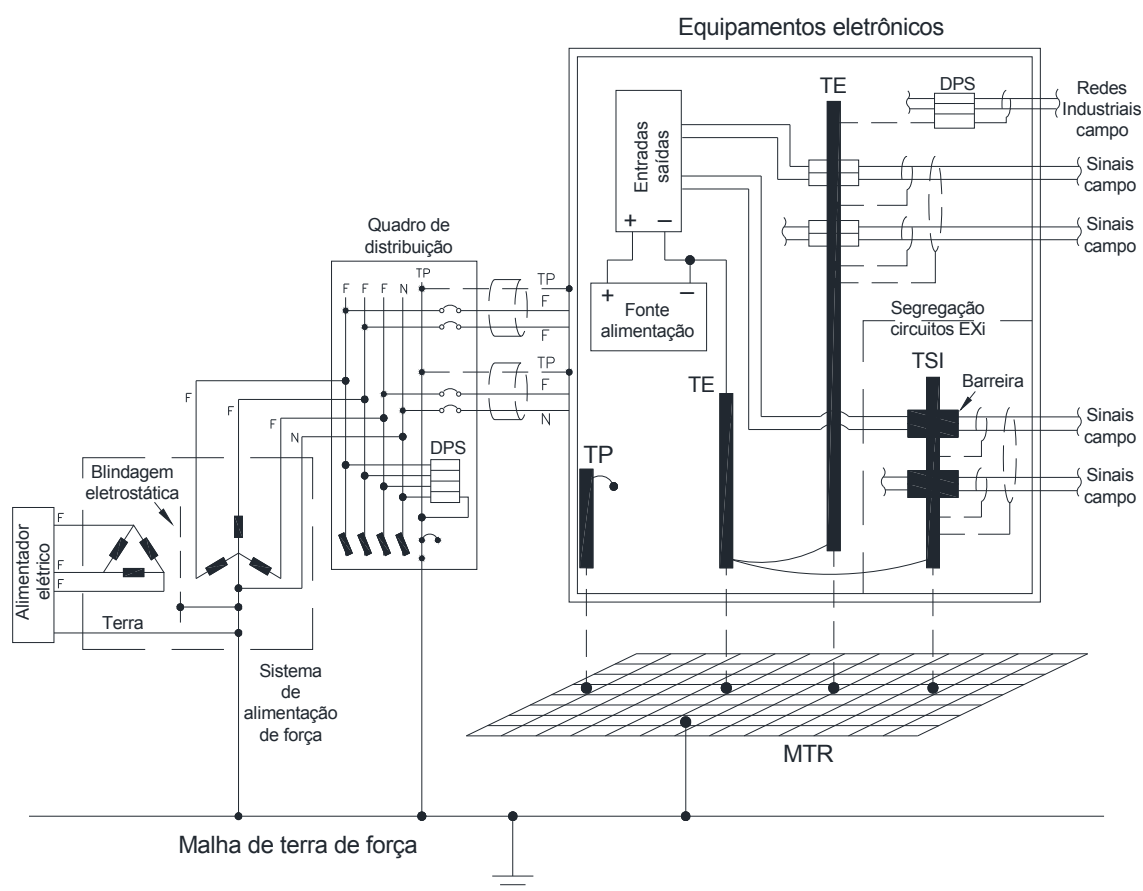
7.4.2 As bandejas de cabos devem ser segregadas por nível de sinal e obedecer às distâncias definidas pela API [RP 552](#).

7.5 Aterramento

7.5.1 O aterramento dos equipamentos, gabinetes e das blindagens dos cabos de sinais, dentro das salas de controle, deve atender aos requisitos definidos na API RP 552 e recomendações dos fabricantes dos equipamentos.

7.5.2 Em cada sala de controle, que abriga painéis, armários e gabinetes de instrumentação, deve ser prevista uma Malha de Terra de Referência (MTR).

7.5.3 A MTR deve ser conectada à malha de aterramento geral, compondo assim uma malha de aterramento única conforme indicado na Figura 1.



- F Fase;
 N Neutro;
 TE Barra de terra de referência para equipamentos eletrônicos (isolada da estrutura do painel);
 TSI Barra de terra de segurança intrínseca (isolada da estrutura do painel);
 TP Barra de terra de proteção dos quadros de equipamentos eletrônicos;
 MTR Malha de terra de referência;
 DPS Dispositivo de proteção contra surtos.

Figura 1 - Malha de Terra de Referência (MTR)

7.5.4 A MTR deve ser constituída de infraestrutura reticulada utilizando cabo de cobre nu encordoado de seção mínima 16 mm² conforme IEEE 1100:2005 (item 4.8.5.3.5), formando retículos de 60 cm de lado que podem ser fixados entre si pelos suportes de piso falso da sala de painéis, conforme sugere a figura 4-71 da IEEE 1100:2005.

7.5.5 Devem ser previstos meios de conexão entre a MTR e as infraestruturas metálicas de cabos e respectivas barras de aterramento de invólucros metálicos de equipamentos e painéis controle/automação e rearranjo.

8 Sistema de Alimentação para Instrumentação

8.1 Sistemas Pneumáticos

8.1.1 Geração de Ar de Instrumento

8.1.1.1 No dimensionamento da capacidade do sistema de geração de ar para instrumentação usar as recomendações do API [RP 552](#).

8.1.1.2 Sob condições normais de operação, o sistema de suprimento de ar de instrumentos deve ter uma pressão manométrica mínima e controlada de 7 kgf/cm² no alimentador principal. A rede de distribuição de ar de instrumento deve ser projetada para assegurar uma pressão manométrica mínima de 5 kgf/cm² em suas extremidades.

8.1.1.3 A qualidade do ar de instrumento deve atender aos requisitos da ISO [8573-1](#) com as seguintes classes:

- a) partículas sólidas: classe 3;
- b) teor de umidade: selecionar a classe cuja temperatura do ponto de orvalho seja pelo menos 10 °C mais baixo que a mais baixa temperatura ambiente local;
- c) teor de óleo: classe 3.

8.1.2 Distribuição de Ar de Instrumentos

8.1.2.1 Na distribuição de ar de instrumentos usar as recomendações do API [RP 552](#).

8.1.2.2 Recomenda-se a medição de vazão no alimentador principal, na saída do sistema de geração de ar de instrumento. **[Prática Recomendada]**

8.1.2.3 Devem ser previstos indicação de pressão e alarme de pressão baixa, no sistema de supervisão e controle.

8.1.2.4 A rede de distribuição deve ser dimensionada para permitir escoamento do ar a uma velocidade máxima de 20 m/s.

8.1.2.5 A linha de alimentação pneumática entre o “header” ou “sub-header” de distribuição de ar e o instrumento deve ser de no mínimo 1/2”. O comprimento máximo desta linha deve ser definido em função da perda de carga admissível até o elemento final de controle.

8.1.2.6 Todas as tomadas de ar devem ser tiradas do topo da tubulação de origem, com válvulas de bloqueio individuais. Devem ser previstos, no mínimo, 10 % de reserva nessas tomadas, distribuídas uniformemente pela área, para futuras derivações.

8.1.2.7 Os pontos baixos de ar devem ser providos de válvulas de dreno.

8.1.3 Gás Natural como Suprimento Pneumático

8.1.3.1 Nas instalações em que o sistema de alimentação pneumático utilize o gás natural como fluido de acionamento devem ser previstos:

- a) filtragem e separação de condensado;
- b) instrumentos e elementos finais de controle com alívio para local seguro;
- c) material dos internos compatível com a composição do gás natural utilizado.

8.1.3.2 Não deve haver possibilidade de interligação entre sistemas de alimentação pneumático utilizando gás natural com sistemas de alimentação utilizando ar comprimido.

8.2 Sistemas Elétricos

8.2.1 A configuração do sistema, assim como o seu nível de tensão, devem ser definidos em documento adicional.

8.2.2 Os projetos para alimentação elétrica dos sistemas de instrumentação e automação devem atender às recomendações da API [RP 554 Part 2](#) e aos requisitos específicos desta Norma.

8.2.3 A alimentação elétrica dos instrumentos de campo deve ser provida por fontes de alimentação para os cartões de entrada e saída independentes das fontes dos controladores.

8.2.4 Os circuitos de alimentação em corrente alternada de instrumentos e equipamentos eletrônicos de controle e automação devem se utilizar de cabos multipolares providos do condutor de proteção (PE).

8.2.5 Sistemas Ininterruptos

8.2.5.1 Devem ser alimentados por um sistema ininterrupto, todos os instrumentos, equipamentos e dispositivos dos sistemas de supervisão, controle e segurança envolvidos em:

- a) garantir a parada segura do processo;
- b) manter a continuidade de operação/produção de equipamentos essenciais (caldeiras, compressores, poços, entre outros) em unidades cuja parada, mesmo por um curto período de tempo, não é desejável.

8.2.5.2 Os sistemas ininterruptos devem ser definidos em documento complementar e atender aos requisitos das normas abaixo.

- a) se em CC (retificador e bateria de acumuladores) conforme PETROBRAS [N-332](#);
- b) se em CA com chave estática (retificador, bateria de acumuladores, inversor e chave estática) conforme PETROBRAS [N-2760](#);
- c) em CA com configuração paralelo redundante conforme PETROBRAS [N-2760](#).

8.2.5.3 A menos que especificado em contrário em documento complementar, os sistemas ininterruptos devem ser dimensionados para manter a carga de saída alimentada por um período mínimo de 30 minutos de modo a garantir parada segura.

8.2.6 Deve ser previsto no sistema de supervisão e controle pelo menos um alarme de resumo de falha do sistema ininterrupto.

8.2.7 O circuito de alimentação elétrica para sistemas de controle e de instrumentação deve prever sempre o uso de transformador isolador (ver Figura 1), que além das características específicas de dimensionamento, deve possuir blindagem eletrostática entre enrolamentos primário e secundário e configuração tipo delta-estrela, conforme PETROBRAS [N-2201](#).

8.2.8 O projeto de instalação elétrica do transformador isolador deve atender:

- a) o neutro do secundário do transformador isolador e sua blindagem eletrostática devem ser conectados à malha de aterramento do ambiente através de cabos e terminais;
- b) o condutor de proteção PE para distribuição às cargas atendidas pelo alimentador deve ter origem no mesmo ponto onde o terminal de NEUTRO do secundário do transformador isolador está conectado.

8.2.9 Podem ser utilizados os seguintes níveis de tensão de alimentação: **[Prática Recomendada]**

- a) instrumentos de campo para monitoração, controle e segurança, incluindo válvulas solenóides: 24 VCC;
- b) instrumentos de campo com alimentação em corrente alternada: 120 VCA ou 220 VCA;
- c) painéis para sistemas de supervisão, controle e segurança: 120 VCA, 220 VCA, 125 VCC, 220 VCC ou 24 VCC.

8.2.10 Aplicação de Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS) em Sistemas de Alimentação Elétrica

8.2.10.1 Nas salas de controle que abrigam equipamentos de instrumentação ou que abrigam as interfaces com o operador (ambiente de operação) devem ser instalados DPS a montante do quadro principal de distribuição de alimentação ou como parte integrante dos painéis de automação desde que instalados imediatamente a jusante do disjuntor principal de entrada.

8.2.10.2 Os painéis de instrumentação e automação instalados no campo, onde ocorram equipamentos eletrônicos, devem ser providos de DPS em seus circuitos de alimentação elétrica, estes instalados imediatamente a jusante do disjuntor de entrada. Devem possuir estrutura em cascata e dispostos eletricamente em paralelo com barramento de alimentação.

8.3 Sistemas Hidráulicos

As definições sobre tipo de sistema, seu fornecimento e demais características devem ser definidas em documento adicional.

9 Seleção e Especificação de Instrumentos

9.1 Geral

9.1.1 A definição da tecnologia de medição deve sempre levar em conta os custos de aquisição, instalação e manutenção ao longo da vida útil.

9.1.2 A padronização para a transmissão dos sinais dos instrumentos de campo deve seguir os critérios abaixo:

- a) instrumentação pneumática: 0,2 kgf/cm² a 1 kgf/cm²;
- b) instrumentação eletrônica analógica: 4 mA a 20 mA;
- c) termopares e termorresistências: conforme padrão para os termoelementos;
- d) comunicação de instrumentos através de redes de campo: conforme padrão do protocolo escolhido.

9.1.3 Protocolos de comunicação digital, meios físicos e topologias de redes utilizados para troca de informações entre os sistemas de supervisão e controle, e demais equipamentos ou subsistemas, devem ser definidos em documento adicional. Somente os cabos de comunicação para estes sistemas estão cobertos nesta Norma.

9.1.4 Os transmissores, detectores e posicionadores de válvulas de controle em 4 mA a 20 mA devem ser providos com protocolo HART. Casos específicos devem ser especificados em documento complementar.

9.1.5 Todo transmissor deve atender aos requisitos abaixo. Os requisitos de desempenho (classe de exatidão, tempo de resposta, banda morta etc.) e outros casos devem ser especificados em documento complementar.

- a) ser eletrônico, microprocessado e programável;
- b) prover a transmissão do sinal no mesmo meio físico que a alimentação elétrica (dois fios) e poder operar em 24 VCC, com uma resistência de loop máxima de 500 Ω . Transmissores a quatro fios podem ser utilizados desde que submetidos à PETROBRAS. Neste caso, o sinal de saída deve ser isolado;
- c) ter capacidade de autodiagnóstico com modos de falha de acordo com a NAMUR [NE 43](#), no caso de transmissão 4 mA a 20 mA;

9.1.6 A instrumentação pneumática deve atender aos seguintes requisitos:

- a) o seu uso se restringir a atuadores e posicionadores de válvulas de controle, atuadores de válvulas “on-off”, atuadores de “dampers” e conversores eletropneumáticos; o uso de instrumentação pneumática para medição e controle deve se limitar aos casos onde for previamente solicitado pela PETROBRAS;
- b) deve ser especificada para funcionar, sem restrições, com uma qualidade de ar conforme definido em 8.1.1.3.

9.1.7 Todas as partes expostas à atmosfera devem ser resistentes às condições ambientais, inclusive aquelas potencialmente produzidas pelo processo. Deve ser sempre verificado nos dados de processo se existe alguma condição especial.

9.1.8 Os instrumentos de campo devem suportar temperaturas ambientes de até 80 °C. No caso de impossibilidade de atender esta exigência, o uso do instrumento deve ser submetido à PETROBRAS e o mesmo deve ser protegido contra a incidência direta de radiação solar e de transferência de calor proveniente de equipamentos em sua proximidade.

9.1.9 Os instrumentos, principalmente os aplicados em serviços críticos ou que requeiram cuidados especiais (exemplo: H₂S e H₂) devem atender aos requisitos estabelecidos nas especificações de material de tubulação no aspecto construtivo (materiais, processo de fabricação, inspeção e testes).

9.1.10 Todas as partes dos instrumentos e válvulas em contato com o fluido de processo devem ser adequadas para suportar a pressão e temperatura de projeto da linha ou do equipamento associado, e os materiais devem ser compatíveis com o(s) fluido(s). Atentar que os instrumentos e válvulas com materiais das conexões diferentes dos materiais da tubulação ou equipamento possuem limites de pressão e temperatura diferentes.

9.1.11 Nas instalações onde a PETROBRAS [N-76](#) é utilizada como padrão para a especificação de tubulação, deve ser usada a PETROBRAS [N-1931](#) para especificação de materiais para instrumentação.

9.1.12 Sempre que requerido aquecimento e isolamento em instrumentos, tomadas de pressão, "stand-pipes" e válvulas de controle, consultar PETROBRAS [N-42](#).

9.1.13 A menos que especificado em contrário em documento complementar, todos os invólucros de instrumentos, equipamentos, painéis, caixas de junção e acessórios instalados no campo devem possuir o seguinte grau de proteção (IP), de acordo com a ABNT [NBR IEC 60529](#):

- a) IP-65, para instalações terrestres;
- b) IP-56, para instalações marítimas.

9.1.14 Todos os instrumentos, equipamentos, painéis, componentes, sistemas e dispositivos elétricos, eletrônicos e de automação destinados à instalação em atmosferas explosivas devem possuir os respectivos certificados de conformidade "Ex", indicando as marcações do tipo de proteção "Ex" ou o EPL ("Equipment Protection Level"), compatíveis com a respectiva classificação de áreas de gases inflamáveis ou de poeiras combustíveis do local da instalação. Os tipos de proteção "Ex" devem estar de acordo com as respectivas Normas indicadas na Série ABNT NBR IEC 60079. A certificação de conformidade "Ex" deve estar de acordo com os requisitos legais vigentes no Brasil.

9.1.15 A conexão elétrica dos instrumentos deve ser 1/2" NPT. Exceções devem ser submetidos à PETROBRAS.

9.1.16 As chaves devem atender aos seguintes requisitos:

- a) ter seus contatos hermeticamente selados;
- b) a capacidade de corrente dos contatos das chaves deve ser, no mínimo, o dobro da exigida em operação normal;
- c) a tensão de operação das chaves, em CC ou CA, deve ser compatível com a alimentação do circuito ao qual ela está ligada;
- d) as chaves de processo devem ter o ponto de atuação ajustável; os dispositivos de ajuste devem ser internos; quando possuírem acesso externo, devem ser providos de tampa protetora.

9.1.17 Todos os instrumentos devem ser fornecidos com plaquetas de identificação em AISI 304 ou AISI 316 fixadas permanentemente aos instrumentos.

9.1.18 Não devem ser especificados instrumentos sem uso consolidado na aplicação desejada ou sem estudo aprovado pela PETROBRAS quanto a sua aplicabilidade.

9.1.19 Acessórios e ferramentas especiais necessárias para instalação, comissionamento e operação devem fazer parte do fornecimento do instrumento.

9.2 Instrumentos de Temperatura

9.2.1 Critérios de Seleção e Especificação

9.2.1.1 O uso de termômetro deve ser restrito a aplicações onde haja necessidade de operação no campo e não exista um transmissor com indicação local disponível.

9.2.1.2 Para medição remota deve ser utilizado o sensor do tipo termopar ou termorresistência.

9.2.1.3 Em aplicações onde seja requerido um erro máximo menor que $\pm 3^{\circ}\text{C}$, sensores do tipo termorresistência devem ser utilizados, porém restritos a temperaturas de até 500°C .

9.2.1.4 Em malhas de controle ou de intertravamento deve-se utilizar transmissor de temperatura.

9.2.1.5 Para malhas de indicação recomenda-se utilizar transmissor de temperatura conectado ao elemento sensor. **[Prática Recomendada]**

9.2.1.6 Os transmissores de temperatura devem possuir invólucros com duplo compartimento ("dual-compartment housing").

9.2.1.7 Não são aceitos transmissores de temperatura do tipo miniatura, tais como os instalados internamente ao cabeçote dos termopares ou termorresistência.

9.2.1.8 Os sistemas selados de expansão podem ser utilizados somente para termômetros acima de 500°C .

9.2.1.9 Para dimensionamento do comprimento da haste devem ser seguidos os requisitos do Anexo A.

9.2.2 Termômetros

9.2.2.1 Os elementos sensores devem ser do tipo bimetálico para temperaturas abaixo de 500°C .

9.2.2.2 Os termômetros devem ter as seguintes características gerais:

- a) mostrador de, no mínimo, 100 mm de diâmetro;
- b) conexão ao poço de 1/2" NPT;
- c) haste em AISI 304 ou 316 com diâmetro externo de 6 mm;
- d) classe de exatidão: A (ABNT [NBR 13881](#));
- e) caixa vedada em AISI 304, a menos que a condição ambiental exija outro material;
- f) ajuste de zero no ponteiro;
- g) as escalas devem ser de fundo branco com caracteres pretos.

9.2.2.3 Em aplicações sujeitas à vibração ou medição em baixas temperaturas, usar termômetros bimetálicos com enchimento líquido.

9.2.2.4 Recomenda-se a não utilização de termômetros com mostrador ajustável ("every angle"). **[Prática Recomendada]**