

CRITÉRIOS PARA ELABORAÇÃO DE PROJETOS DE INSTRUMENTAÇÃO

Procedimento

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

Toda esta Norma foi alterada em relação à revisão anterior.

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. O Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma é o responsável pela adoção e aplicação dos itens da mesma.

Requisito Mandatório: 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 pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "dever", "ser", "exigir", "determinar" e outros verbos de caráter impositivo.

Prática Recomendada (não-mandatória): 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 pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "recomendar", "poder", "sugerir" e "aconselhar" (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 aprimoramento da mesma, 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, o item a ser revisado, 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 uso interno na Companhia, e qualquer reprodução para utilização ou divulgação externa, sem a prévia e expressa autorização da titular, importa em ato ilícito nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis. A circulação externa será regulada mediante cláusula própria de Sigilo e Confidencialidade, nos termos do direito intelectual e propriedade industrial."

CONTEC

Comissão de Normas
Técnicas

SC - 10

Instrumentação e
Automação Industrial

Apresentação

As normas técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho – GTs (formados por especialistas da Companhia e das suas Subsidiárias), são comentadas pelos Representantes Locais (representantes das Unidades Industriais, Empreendimentos de Engenharia, Divisões Técnicas e Subsidiárias), são aprovadas pelas Subcomissões Autoras – SCs (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando os Órgãos da Companhia e as Subsidiárias) e aprovadas pelo Plenário da CONTEC (formado pelos representantes das Superintendências dos Órgãos da Companhia e das suas Subsidiárias, usuários das normas). Uma norma técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora e deve ser reanalisada a cada 5 (cinco) anos para ser revalidada, revisada ou cancelada. As normas técnicas PETROBRAS são elaboradas em conformidade com a norma PETROBRAS N-1. Para informações completas sobre as normas técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.

SUMÁRIO

1 OBJETIVO.....	7
2 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES.....	7
2.1 TERMINOLOGIA, SÍMBOLOGIA E FORMULÁRIOS	7
2.2 TRANSMISSÃO DE SINAIS	8
2.3 MEDIÇÃO DE TEMPERATURA.....	8
2.4 MEDIÇÃO DE VAZÃO	8
2.5 SISTEMAS DE SEGURANÇA.....	8
2.6 GRAU E TIPO DE PROTEÇÃO PARA EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS	9
2.7 VÁLVULAS DE CONTROLE.....	9
2.8 VÁLVULAS DE SEGURANÇA	9
2.9 INSTALAÇÃO	10
2.10 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE TRANSMISSORES.....	10
3 SÍMBOLOS.....	10
4 DEFINIÇÕES.....	11
4.1 CALIBRAÇÃO	11
4.2 CAVITAÇÃO (EM VÁLVULAS DE CONTROLE).....	11
4.3 COMPENSAÇÃO	11
4.4 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.....	11
4.5 CONDIÇÕES DE REFERÊNCIA.....	11
4.6 CONTRAPRESSÃO SUPERIMPOSTA	11
4.7 CONTRAPRESSÃO DESENVOLVIDA.....	12
4.8 ELEMENTO PRIMÁRIO	12
4.9 ERRO DE MEDIÇÃO.....	12
4.10 HISTERESE.....	12
4.11 INCERTEZA DE MEDIÇÃO	12
4.12 INSTRUMENTO DE INDICAÇÃO LOCAL	12
4.13 LIMITE INFERIOR DO RANGE (LRL)	12
4.14 LIMITE SUPERIOR DO RANGE (URL)	12
4.15 LINEARIDADE	13
4.16 PRESSÃO DE PROJETO.....	13
4.17 PRESSÃO ESTÁTICA.....	13
4.18 RANGE	13
4.19 REPETIBILIDADE	13
4.20 SINAL	13
4.21 SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE	13

4.22	SPAN.....	14
4.23	TEMPERATURA AMBIENTE	14
4.24	VÁLVULA DE CONTROLE	14
4.25	VAPORIZAÇÃO (EM VÁLVULAS DE CONTROLE).....	14
5	UNIDADES DE MEDIDA DE VARIÁVEIS DE PROCESSO	14
6	CASA DE CONTROLE.....	15
6.1	GERAL	15
6.2	CONDICIONAMENTO DE AR E PRESSURIZAÇÃO	15
6.3	SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE.....	16
6.4	PADRONIZAÇÃO PARA TRANSMISSÃO DOS SINAIS	16
7	SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO PARA INSTRUMENTAÇÃO	16
7.1	SISTEMAS PNEUMÁTICOS.....	16
7.2	SISTEMAS ELÉTRICOS	18
8	CRITÉRIOS DE SELEÇÃO E ESPECIFICAÇÃO DE INSTRUMENTOS.....	19
8.1	GERAL	19
8.2	INSTRUMENTOS DE TEMPERATURA	20
8.3	INSTRUMENTOS DE PRESSÃO.....	24
8.4	INSTRUMENTOS DE VAZÃO.....	26
8.5	INSTRUMENTOS DE NÍVEL	32
8.6	VÁLVULAS DE CONTROLE.....	36
8.7	VÁLVULAS DE ALÍVIO E SEGURANÇA.....	43
8.8	VÁLVULAS DE ALÍVIO DE PRESSÃO E VÁCUO	46
8.9	DISCOS DE RUPTURA.....	46
8.10	VÁLVULAS DE PARADA DE EMERGÊNCIA PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO	47
8.11	ANALISADORES DE PROCESSO.....	49
8.12	FILOSOFIA DE ALARME E ANUNCIADORES DE ALARME	49
8.13	SENSORES DE CHAMA	52
9	SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURANÇA	52
10	REQUISITOS GERAIS PARA ELABORAÇÃO DO PROJETO DE INSTALAÇÃO.....	53
10.1	REQUISITOS QUANTO A ACESSIBILIDADE	53
10.2	REQUISITOS QUANTO A VISIBILIDADE	53
10.3	REQUISITOS QUANTO A LINHAS DE IMPULSO, MATERIAIS, ACESSÓRIOS E SUPORTES....	53
10.4	INSTALAÇÃO DE INSTRUMENTOS DE TEMPERATURA	55
10.5	INSTALAÇÃO DE INSTRUMENTOS DE PRESSÃO	55
10.6	INSTALAÇÃO DE INSTRUMENTOS DE VAZÃO	56
10.7	INSTALAÇÃO DE INSTRUMENTOS DE NÍVEL	57

10.8	INSTALAÇÃO DE VÁLVULAS DE CONTROLE.....	58
10.9	INSTALAÇÃO DE VÁLVULAS DE SEGURANÇA E ALÍVIO.....	59
10.10	INSTALAÇÃO DE SENSORES DE CHAMA	60
11	RECOMENDAÇÕES DE INSTALAÇÃO PARA TRANSMISSÃO DE SINAIS.....	60
11.1	GERAL.....	60
11.2	TRANSMISSÃO PNEUMÁTICA.....	60
11.3	TRANSMISSÃO ELÉTRICA.....	62
ANEXO A	- CÁLCULO DO ERRO TOTAL PROVÁVEL	65
ANEXO B	- CONEXÕES AO PROCESSO.....	69
ANEXO C	- DIMENSÕES DE POÇOS ROSCADOS PARA TERMoeLEMENTOS.....	81
ANEXO D	- RAIOS PADRÕES RECOMENDADOS	85
ANEXO E	- RANGES E RESOLUÇÕES PADRÕES PARA INSTRUMENTOS DE PRESSÃO.....	87
ANEXO F	- VALORES DE ACUMULAÇÃO PARA CÁLCULO DE VÁLVULAS DE ALÍVIO E SEGURANÇA.....	89
ANEXO G	- CÁLCULO DE DEFORMAÇÃO DE ORIFÍCIOS DE RESTRIÇÃO	91

/OBJETIVO

1 OBJETIVO

1.1 Esta Norma estabelece critérios básicos para a elaboração de projetos de Instrumentação. Critérios específicos devem ser analisados e citados separadamente.

1.2 Esta Norma é aplicada a:

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

1.3 A instrumentação de que trata esta Norma é a indicada nos fluxogramas de engenharia, os quais servem de base para o projeto de detalhamento.

1.4 Do projeto de detalhamento devem constar todos os documentos descritos, de forma qualitativa, na norma PETROBRAS [N-1883](#).

1.5 A identificação e simbologia a serem utilizadas nos fluxogramas de engenharia deve atender aos requisitos da norma ANSI/ISA-S5.1, exceto nos casos de ampliação de unidades existentes, onde é aceitável a utilização de outros critérios. A simbologia a ser utilizada nos demais documentos de projeto estão relacionadas na norma PETROBRAS [N-1883](#).

1.6 Esta Norma se aplica a projetos iniciados a partir da data de sua edição e também instalações/equipamentos já existentes, quando da sua manutenção ou reforma.

1.7 Esta Norma contém Requisitos Mandatórios.

2 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

Os documentos relacionados a seguir são citados no texto e contém prescrições válidas para a presente Norma.

2.1 Terminologia, Símbologia e Formulários

- | | |
|----------------------------------|--|
| PETROBRAS N-898 | - Símbolos Gráficos e Designações para Esquema Elétrico; |
| PETROBRAS N-1883 | - Apresentação de Projetos de Instrumentação; |
| PETROBRAS N-2021 | - Requisição de Material para Instrumentação; |
| ANSI/ISA-S5.1 | - Instrumentation Symbols and Identification; |
| ANSI/ISA-S51.1 | - Process Instrumentation Terminology; |

ANSI Y 32.10
ISA-S20

- Graphic Symbols for Fluid Power Diagrams;
- Specifications Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements and Control Valves.

2.2 Transmissão de sinais

ANSI/ISA S50.1
API RP 552

- Compatibility of Analog Signals for Electronic Industrial Process Instruments;
- Transmission Systems.

2.3 Medição de Temperatura

ANSI/ISA MC96.1
IEC 751

- Temperature Measurement Thermocouples;
- Industrial Platinum Resistance Thermometer Sensors.

2.4 Medição de Vazão

ABNT NBR 13225

- Medição de Vazão de Flúidos em Condutos Forçados, Utilizando Placas de Orifício e Bocais em Configurações Especiais;

ANSI/ASME B 16.36

- Steel Orifice Flanges;

ANSI/ASME MFC-5M

- Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits Using Transit-time Ultrasonic Flowmeters;

ANSI/ASME MFC-6M

- Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Vortex Flow Meters;

ANSI/ISA RP31.1

- Specification, Installation, and Calibration of Turbine Flowmeters;

ISO 5167

- Measurement of Fluid Flow by Means of Orifice Plates, Nozzles and Venturi Tubes Inserted In Circular Cross Section Conduits Running Full;

Manual de Medição de Vazão Através de Placas de Orifício, Bocais e Venturis –
Nelson Martins, ISBN 85-7193-010-4;

Principles and Practice of Flow Meter Engineering - L.K.Spink 9ª edição.

2.5 Sistemas de Segurança

NR-13

- Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho: Caldeiras e Vasos de Pressão;

PETROBRAS [N-2247](#)

- Válvula Esfera em Aço para Uso Geral e a Prova de Fogo;

PETROBRAS [N-2595](#)

- Critérios de Projeto e Manutenção para Sistemas Instrumentados de Segurança em Unidades Industriais;

ANSI/ISA S 18.1

- Annunciator Sequences and Specifications;

2.6 Grau e Tipo de Proteção para Equipamentos Elétricos

ABNT NBR 5363	- Invólucros à Prova de Explosão para Equipamento Elétrico;
ABNT NBR 6146	- Invólucros de Equipamentos Elétricos - Proteção;
ABNT NBR 8369	- Marcação de Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas;
ABNT NBR 8447	- Construção de Equipamentos de Segurança Intrínseca.

2.7 Válvulas de Controle

PETROBRAS N-2547	- Conversor de Frequência para Controle de Rotação de Motor Elétrico até 660 Vca;
ANSI/FCI 70-2	- Control Valve Seat Leakage;
ANSI/ISA S75.01	- Flow Equations for Sizing Control Valves;
ANSI/ISA S75.05	- Control Valve Terminology;
ANSI/ISA S75.11	- Inherent Flow Characteristic and Rangeability of Control Valves;
ANSI/ISA S75.13	- Method of Evaluating the Performance of Positioners with Analog Input Signals and Pneumatic Output;
ANSI/ISA S75.17	- Control Valve Aerodynamic Noise Prediction;
ANSI/ISA S75.19	- Hydrostatic Testing of Control Valves;
API-RP-553	- Refinery Control Valves;
API-STD-598	- Valve Inspection and Testing;
IEC 534-8-4	- Industrial Process Control Valves - Part 8: Noise Considerations – Section 4: Prediction of Noise Generated by Hydrodynamic Flow;
ISA	- Handbook of Control Valves, 2 nd edition;
ISA RP75.23	- Considerations for Evaluating Control Valve Cavitation;
MSS SP-72	- Ball Valves with Flanged or Butt-Welding Ends for General Service.

2.8 Válvulas de Segurança

PETROBRAS N-1645	- Segurança na Armazenagem de GLP;
ABNT PNB 284	- Válvulas de Segurança e/ou Alívio de Pressão; Aquisição, Instalação e Utilização;
API-RP 520	- Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries - Part I, Sizing and Selection;
API-RP 521	- Pressure Relief and Depressuring Systems;
API-RP 526	- Flanged Steel Safety Relief Valves;
API-RP 527	- Commercial Seat Tightness of Safety Relief Valves with Metal to Metal Seats;
ASME Section I	- Power Boilers;
ASME Section VIII	- Unfired Pressure Vessels;
ASME PTC 25.2	- Safety and Relief Valves with Atmospheric Superimposed Back Pressure Before Discharging.

2.9 Instalação

PETROBRAS N-76	- Materiais de Tubulação;
PETROBRAS N-550	- Projeto de Isolamento Térmico a Alta Temperatura;
PETROBRAS N-858	- Construção, Montagem e Condicionamento de Instrumentação;
PETROBRAS N-1931	- Materiais para Instalação de Instrumentos;
PETROBRAS N- 1996	- Projeto de Redes Elétricas em Envelopes de Concreto e com Cabos Diretamente no Solo;
PETROBRAS N-1997	- Projeto de Redes Elétricas em Leitões para Cabos;
PETROBRAS N-2022	- Detalhes de Instalação de Instrumentos de Pressão;
PETROBRAS N-2384	- Cabo Elétrico de Instrumentação;
ABNT NBR 5410	- Instalações Elétricas de Baixa Tensão;
ABNT NBR 10300	- Cabos de Instrumentos com Isolação Extrudada de Polietileno (PE) ou Cloreto de Polivinila (PVC) para Tensões até 300 V;
ANSI/API RP 551	- Process Measurement Instrumentation;
API MPMS	- Manual of Petroleum Measurement Standards;
API-RP 520	- Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries - Part II: Installation;
API-STD-2000	- Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks Nonrefrigerated and Refrigerated;
IEC 1000-4-3	- Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4: Testing and Measurement Techniques – Section 3: Radiated, Radio-Frequency, Electromagnetic Field Immunity Test.

2.10 Avaliação de Desempenho de Transmissores

ANSI/ISA S67.04	-Setpoints for Nuclear Safety-Related Instrumentation;
IEC 770	- Methods of Evaluating the Performance of Transmitters for Use in Industrial Process Control Systems.

3 SÍMBOLOS

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
CV	- Capacidade de Vazão
INMETRO	- Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
ISA	- The International Society for Measurement and Control
ISO	- International Organization for Standardization
IEC	- International Electrotechnical Commission
MSS	- Manufactures Standardization Society
PSV	- Pressure Safety Valve

4 DEFINIÇÕES

4.1 Calibração

Conjunto de operações que estabelece, sob condições especificadas, a relação entre os valores indicados por um instrumento ou sistema de medição, e os valores correspondentes das grandezas estabelecidos por padrões.

4.2 Cavitação (em Válvulas de Controle)

4.2.1 Para uma válvula de controle operando com fluido líquido, temos:

- a) P_1 pressão absoluta a montante da válvula;
- b) P_2 pressão absoluta a jusante da válvula, após recuperação de pressão;
- c) P_v pressão de vapor do fluido a temperatura de operação;
- d) P pressão após a saída da sede e no interior da válvula.

Nota: $\Delta P (= P_1 - P_2)$ é a perda de carga permanente devida a válvula.

4.2.2 Dá-se o nome de cavitação ao fenômeno que ocorre quando no transcorrer do processo de redução de pressão, de P_1 para P_2 , se verificar a seguinte situação: $P < P_v$ e $P_2 > P_v$.

4.3 Compensação

Para instrumentação de processo, tal termo é aplicado a provisão de construção especial, inclusão de dispositivo ou circuito suplementar, ou ainda o uso de materiais especiais, de forma a reduzir fontes de erro devido a variações nas condições operacionais especificadas.

4.4 Condições Normais de Operação

Conjunto de ranges correspondentes as condições operacionais que determinado instrumento ou equipamento é projetado para operar. As influências de tais ranges nas características de desempenho do referido instrumento ou equipamento, devem ser definidas individualmente e conhecidas.

4.5 Condições de Referência

Conjunto de ranges, normalmente estreitos, correspondentes as condições operacionais sob as quais determinado instrumento ou equipamento está submetido, quando são determinadas suas características de desempenho.

4.6 Contrapressão Superimposta

Pressão na saída de uma PSV, no momento imediatamente anterior à abertura da mesma.

4.7 Contrapressão Desenvolvida

Aumento de pressão na saída de uma PSV logo após a sua abertura, i.e., o aumento de pressão na descarga provocado pelo escoamento do fluido aliviado pela própria válvula. Este valor, somado à contrapressão superimposta define a contrapressão total em uma PSV.

4.8 Elemento Primário

Componente de um sistema cuja função é converter parte da energia associada a uma variável medida, em uma forma adequada a medição.

4.9 Erro de Medição

Resultado de uma medição menos o valor verdadeiro do objeto.

Nota: Uma vez que o valor verdadeiro não pode ser determinado, utiliza-se, na prática, um valor verdadeiro convencional.

4.10 Histerese

Propriedade de um componente do sistema, caracterizada pelo fato de que, para uma dada excursão do sinal de entrada, evidencia-se a dependência do valor de saída, com histórico de excursões anteriores e pela direção da excursão atual do sinal de entrada.

4.11 Incerteza de Medição

Parâmetro, associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser atribuídos ao objeto da medição.

4.12 Instrumento de Indicação Local

Instrumento de medição que apresenta visualmente o valor instantâneo da variável medida, próximo a(s) tomada(s) de processo.

4.13 Limite Inferior do Range (LRL)

Menor valor inferior do range que pode ser obtido através de ajuste, em um determinado instrumento ou equipamento.

4.14 Limite Superior do Range (URL)

Maior valor superior do range que pode ser obtido através de ajuste, em um determinado instrumento ou equipamento.

4.15 Linearidade

Grau de proximidade entre uma curva e uma linha reta. Normalmente quantificada como o máximo desvio entre a curva e uma linha reta, posicionada de forma a minimizar tal desvio.

4.16 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.

4.17 Pressão Estática

Para instrumentos de pressão diferencial, é o valor de pressão do processo que é aplicado igualmente em ambas as tomadas.

4.18 Range

Região onde se situam os valores que o objeto da medição pode assumir. Tal região é definida pelo intervalo entre dois valores:

- a) valor inferior do range (LRV);
- b) valor superior do range (URV).

Exemplos:

- a) range: 0 a 15 kgf/cm²;
- b) range: -20 a 100 °C;
- c) range: 0 a 100 m³/h.

4.19 Repetibilidade

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. Tais medições são realizadas sobre todo o range do instrumento ou equipamento, no mesmo sentido, de forma a não incluir os efeitos de histerese.

4.20 Sinal

Grandeza que está funcionalmente relacionada ao objeto da medição.

4.21 Sistema de Supervisão e Controle

Sistema que recebe sinais de medição e envia sinais de comando para atuação no processo, de forma a manter um conjunto de variáveis de processo em valores pré-determinados.

4.22 Span

Diferença algébrica entre os valores superior e inferior do range. Exemplos:

- a) range 0 a 15 kgf/cm², span: 15 kgf/cm²;
- b) range - 20 a 100 °C, span: 120 °C;
- c) range 0 a 100 m³/h, span: 100 m³/h.

4.23 Temperatura Ambiente

Temperatura do meio que envolve o instrumento ou equipamento, considerando-se os mesmos instalados e dissipando calor.

4.24 Válvula de Controle

Elemento final de controle, através do qual flui o fluido de processo, e que recebe sinal de comando de sistema de supervisão e controle, para ajustar a área de passagem, de modo modificar o valor da vazão do fluido de processo.

4.25 Vaporização (em Válvulas de Controle)

Para uma válvula de controle operando com fluido líquido, temos:

- a) P_1 pressão absoluta a montante da válvula;
- b) P_2 pressão absoluta a jusante da válvula, após recuperação de pressão;
- c) P_v pressão de vapor do fluido a temperatura de operação;
- d) P pressão após a saída da sede e no interior da válvula.

Notas: 1) $\Delta P (= P_1 - P_2)$ é a perda de carga permanente devida a válvula;
2) A vaporização ocorre quando no transcorrer do processo de redução de pressão, de P_1 para P_2 , se verificar a seguinte situação: $P < P_v$ e $P_2 < P_v$.

5 UNIDADES DE MEDIDA DE VARIÁVEIS DE PROCESSO

5.1 Devem ser utilizadas as unidades abaixo relacionadas:

- a) temperatura °C;
- b) vazão Vapor D'água: t/h; Líquidos: m³/h; Gás: Nm³/h;
- c) pressão kgf/cm² (manométrico);
- d) vácuo e baixas pressões mmH₂O;
- e) nível % do range.

Nota: Para as demais variáveis devem ser utilizadas as unidades do Sistema Internacional de Unidades (SI).

5.2 A graduação das cartas e escalas deve ser linear. As indicações devem ser de leitura direta, em 0 a 100 % do range ou nas unidades relacionadas no item 5.1.

6 CASA DE CONTROLE

6.1 Geral

6.1.1 As casas de controle que contêm equipamentos elétricos devem ser preferencialmente localizadas em áreas não classificadas, de acordo com a planta de classificação elétrica da área.

6.1.2 As salas de controle devem ser dimensionadas para permitir ampliações de no mínimo 10 % de cada um dos seus equipamentos.

6.1.3 Nenhuma linha de processo (exceto ar e vapor de aquecimento de ambiente, quando houver necessidade) deve entrar na casa de controle.

6.1.4 Os acessos para interligação de cabos e canaletas, na casa de controle, devem ser definidos na planta de arranjo ("lay-out") da casa de controle.

6.1.5 É do escopo da equipe de projeto de instrumentação fornecer informações pertinentes para a execução dos projetos de: arquitetura, iluminação, ergonomia, ventilação, ar condicionado e malha elétrica de terra.

6.2 Condicionamento de Ar e Pressurização

6.2.1 Mesmo que a casa de controle não esteja localizada em área classificada, os sistemas de ventilação e ar condicionado devem manter, nos ambientes interiores as mesmas, a pressão do ar em valor mais elevado que a pressão do ar externo. Tal pressurização visa evitar a entrada de poeira e gases, que possam prejudicar a operação de algum equipamento, trazer risco de contaminação, explosão ou incêndios.

6.2.2 Nas salas de baterias deve ser instalado sistema de ventilação forçada, induzida, ou de refrigeração compatível com o tipo de bateria utilizado. Nesta sala, a pressão interna deve estar sempre menor que a pressão nos ambientes adjacentes.

6.2.3 No caso de haver possibilidade de captação, através do sistema de ventilação e ar condicionado, de gases ou vapores que representem perigo a integridade física das pessoas, deve ser instalado sistema capaz de detectar e bloquear o ar contaminado.

6.2.4 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, temperatura alta e detecção de gases.

6.3 Sistemas de Supervisão e Controle

6.3.1 Os sistemas de supervisão e controle e suas interligações devem ser definidos pela PETROBRAS em documento adicional.

6.3.2 Os invólucros dos equipamentos elétricos, a serem instalados em painéis locais, devem ser adequados a classificação elétrica de área do local de instalação.

6.4 Padronização para Transmissão dos Sinais

6.4.1 Instrumentação pneumática: 0,2 a 1 kgf/cm².

6.4.2 Sinal eletrônico analógico: 4 a 20 mA.

6.4.3 Em casos especiais podem ser utilizados outros padrões associados a:

- a) termo-resistências;
- b) transmissores digitais;
- c) termopares.

Nota: Admite-se ainda para alguns sistemas auxiliares a transmissão hidráulica.

6.4.4 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 pela PETROBRAS em documento adicional.

7 SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO PARA INSTRUMENTAÇÃO

7.1 Sistemas Pneumáticos

7.1.1 Geração de Ar de Instrumento

7.1.1.1 No dimensionamento preliminar da capacidade do compressor de ar do sistema pneumático os seguintes valores de consumo devem ser considerados:

- a) instrumentos consumidores.....1 Nm³/h;
- b) capacidade de reserva de 30 % do consumo calculado.

7.1.1.2 No dimensionamento da capacidade do reservatório de ar de instrumento deve ser previsto uma reserva, necessária para que sejam adotados os procedimentos operacionais de parada segura, conforme requerido no projeto básico ou definido pelo usuário.

7.1.1.3 Em locais em que os sistemas de controle tem como fluido de suprimento o gás natural, devem ser observados os seguintes itens:

- a) filtragem e separação de líquido do fluido de alimentação;
- b) instrumentos com válvulas piloto do tipo sem sangramento;
- c) material dos internos compatível com a composição do gás natural utilizado.

Nota: Caso a instalação seja abrigada, deve ser previsto escape dos gases no ponto mais alto do abrigo.

7.1.1.4 Sob condições normais de operação, o sistema de suprimento de ar de instrumentos deve ter uma pressão mínima e controlada, no alimentador principal, de 7 kgf/cm². Esta pressão não deve exceder 12 kgf/cm². A rede de distribuição de ar de instrumento deve ser projetada para assegurar uma pressão mínima de 5 kgf/cm² em suas extremidades.

7.1.1.5 O ponto de orvalho do ar de instrumento, no sistema de distribuição deve ser no mínimo 10 °C mais baixo que a mais baixa temperatura local.

7.1.1.6 O teor de óleo no ar de instrumento não deve exceder 1 ppm em volume.

7.1.1.7 O ar de instrumento não deve conter partículas sólidas de diâmetro superior a 3 micrometros.

7.1.2 Distribuição de Ar de Instrumentos

7.1.2.1 Deve ser prevista medição de vazão no alimentador principal.

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

7.1.2.3 A distribuição de ar de instrumentos deve ser feita, sempre que possível, através de um anel fechado.

7.1.2.4 Todas as tomadas para alimentação de instrumentos devem ter ser tiradas do topo da tubulação de origem, com válvulas de bloqueio individuais de 1/2". Devem ser previstos, no mínimo, 10 % de reserva nessas tomadas de 1/2", distribuídas uniformemente pela área, para futuras derivações.

7.1.2.5 Os pontos baixos e terminais dos ramais devem ser providos de válvulas de dreno.

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

7.1.2.7 O critério para dimensionamento dos ramais de alimentação deve considerar o número de consumidores estimados (exceto válvulas de controle sem posicionador) conforme segue:

TABELA 1 - NÚMERO DE CONSUMIDORES VERSUS DIÂMETRO DA TUBULAÇÃO

Número de Consumidores	Diâmetro da Tubulação
1 a 5	1/2"
6 a 20	1"
21 a 50	1 1/2"
51 a 100	2"
101 a 200	3"

7.2 Sistemas Elétricos

7.2.1 É escopo da equipe de projeto de instrumentação definir:

- a) configuração do sistema;
- b) faixas de variação de tensões;
- c) capacidade dos sistemas;
- d) tempo mínimo de autonomia de operação dos sistemas, no caso de falha de alimentação;
- e) distribuição dos instrumentos associados a cada sistema de alimentação.

7.2.2 Os sistemas de alimentação elétrica para instrumentos são definidos como:

7.2.2.1 Sistemas normais - são sistemas alimentados em corrente alternada, proveniente de um alimentador principal, não confiável, podendo ter chaveamento automático para um alimentador secundário, como por exemplo um gerador de emergência. O tempo de comutação entre esses alimentadores pode interferir na operação normal dos sistemas de supervisão e controle.

7.2.2.2 Sistemas ininterruptos - são sistemas cujo tempo de comutação é inferior ao tempo máximo admissível para que nenhum componente do sistema de supervisão e controle desarme ou interrompa o sinal de saída. São sistemas compostos de:

- a) em CC (carregador e baterias);
- b) em CA (retificador, baterias, inversor e chave estática).

7.2.3 Devem ser alimentados por um sistema ininterrupto todos os instrumentos e sistemas de supervisão e controle envolvidos em:

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

7.2.4 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. Devem ser previstos alarmes no sistema de supervisão e controle, para sinalizar anormalidades no sistema ininterrupto, tais como: falta de tensão na entrada, alimentação pelas baterias e falhas internas do sistema.

7.2.5 O tipo de sistema, assim como o nível de tensão fornecido pelo mesmo devem ser definidos pela PETROBRAS em documento adicional.

7.2.6 Os níveis de tensão de alimentação para a instrumentação e demais sistemas alimentados, devem respeitar os limites de variação máximo e mínimo admissíveis pelos mesmos. Os níveis padronizados são:

- a) em CC: 24 V para os instrumentos de campo para monitoração e controle;
- b) em CC: 120V para os sistemas de segurança;
- c) em CA: 120V, 60 Hz para os sistemas de supervisão e controle.

8 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO E ESPECIFICAÇÃO DE INSTRUMENTOS

8.1 Geral

8.1.1 A instrumentação pneumática deve 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.

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

8.1.3 Todos os componentes eletrônicos ou elétricos que estão sujeitos a ataques de fungos e umidade, devem ser tropicalizados, isto é, tratados com revestimento de poliuretano ou equivalente para inibir este ataque.

8.1.4 Os invólucros dos instrumentos e equipamentos locais devem possuir grau de proteção mínimo IP 65, exceto quando especificado de outra forma pela PETROBRAS.

8.1.5 Todos os instrumentos e equipamentos elétricos devem apresentar certificados de tipo de proteção compatível com a respectiva classificação de área. No caso de invólucros que necessitem ser certificados quanto ao tipo de proteção e também quanto ao grau de proteção, ambas as comprovações devem estar explicitadas em um mesmo certificado.

Nota: Estes certificados devem ser emitidos pelo INMETRO ou por órgão credenciado por esse.

8.1.6 A conexão elétrica dos instrumentos deve ser 1/2" NPT.

8.1.7 A tolerância de alimentação elétrica para os instrumentos e sistemas de supervisão e controle deve exceder à especificada para os respectivos sistemas de alimentação elétrica.

8.1.8 As conexões pneumáticas dos instrumentos devem ser de 1/4" NPT.

8.1.9 As chaves devem atender aos seguintes requisitos:

- a) ter seus contatos hermeticamente selados;
- b) diferencial de atuação deve atender ao mínimo requerido pela aplicação;
- c) devem ter o ponto de atuação ajustável;
- d) os dispositivos de ajuste devem ser internos; quando possuírem acesso externo, devem ser providos de tampa protetora;
- e) a capacidade de corrente dos contatos das chaves deve ser, no mínimo, 2A ou, 50 % maior que a exigida em operação normal;
- f) a tensão de operação das chaves, em CC ou CA, deve ser compatível com a alimentação do circuito ao qual ela está ligada.

8.2 Instrumentos de Temperatura

8.2.1 Critérios de Seleção

8.2.1.1 As indicações locais devem ser feitas com termômetros bimetálicos.

8.2.1.2 Para indicação remota, os sensores utilizados devem ser termopares e termo-resistências.

8.2.1.3 Para dimensionamento do comprimento das hastes, devem ser observados os valores indicados no ANEXO C.

8.2.1.4 Os sistemas selados de expansão não devem ser utilizados.

8.2.2 Termopares e Termo-Resistências (RTD's)

8.2.2.1 A nomenclatura, materiais, requisitos, limites de utilização e fios de extensão dos termopares devem estar de acordo com a ANSI MC 96.1. Todos os termopares devem ser do tipo K, exceto quando contra indicado tecnicamente.

8.2.2.2 Os termopares e termo-resistências devem ter isolamento mineral e bainha em aço inoxidável AISI 316. Nos casos onde não seja aplicável o uso de poços de proteção, o material da bainha deve ser especificado de acordo com as condições do meio. Exemplo: "skin point".

8.2.2.3 O diâmetro externo da bainha deve ser 6 mm.

8.2.2.4 Todas as ligações entre os termo-elementos e os cabos para transmissão de sinal devem ser realizadas no cabeçote dos termo-elementos. Exemplo: fios de extensão, integrais aos termopares, e os cabos de extensão em termopares múltiplos.

8.2.2.5 Não é aceitável a ligação série ou paralelo de termopares para a medição de diferença de temperatura ou temperatura média respectivamente.

8.2.2.6 Os termopares devem ter junta de medição isolada (não aterrada). Caso haja necessidade de otimização no tempo de resposta, deve-se analisar a utilização de junta de medição aterrada, ou diâmetro da bainha inferior a 6 mm.

8.2.2.7 As termo-resistências devem ser do tipo 3 fios, de platina, padrão 100 ohms a 0 °C, e devem obedecer aos padrões estabelecidos na IEC-751.

8.2.2.8 Todos os acessórios incluindo poço, cabeçote, blocos terminais e outros, devem ser fornecidos em conjunto pelo fabricante do termo-elemento.

8.2.2.9 Os cabeçotes devem ter, no mínimo, grau de proteção IP-55, fabricados em alumínio, e obrigatoriamente, de classificação elétrica compatível com a classificação elétrica de área. A tampa dos cabeçotes deve possuir corrente de retenção conectada ao corpo.

8.2.2.10 A conexão do termo-elemento ao poço deve ser roscada em 1/2" NPT.

8.2.3 Termômetros Bimetálicos

8.2.3.1 Os termômetros bimetalícos 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 de aço inoxidável AISI 316 com diâmetro externo de 6 mm;
- d) incerteza de medição: 1 % do "span";
- e) caixa de plástico ou AISI 304, com grau de proteção IP-55;
- f) ajuste de zero no ponteiro.

8.2.3.2 As escalas devem ser de fundo branco com caracteres pretos. Recomenda-se os seguintes valores padronizados para os ranges, em °C: -50/0/50; 0/100; 0/150; 0/200; 0/300; 0/400; 0/500; 0/600.

8.2.3.3 Em aplicações sujeitas a vibração ou medição em baixas temperaturas, usar termômetros bimetalícos com enchimento líquido compatível.

8.2.3.4 Somente em casos particulares, é aceitável a utilização de termômetros tipo "every angle".

8.2.4 Poços para Elementos de Medição de Temperatura

8.2.4.1 Todos os elementos sensores de temperatura devem ser protegidos com poços. Tais poços devem ser fornecidos em conjunto, pelo fabricante dos elementos sensores.

8.2.4.2 Os poços devem ser usinados a partir de uma barra de aço inoxidável AISI 316 a menos que as condições de processo exijam outro material. O material do poço deve ser estampado no seu corpo ou no flange. Para medições de temperatura em fornalhas, caldeiras ou montagem de elementos múltiplos em reatores, podem ser aceitos poços construídos a partir de tubo com extremidade soldada.

8.2.4.3 As conexões dos poços às linhas de processo devem ser 3/4" NPT, sempre que as respectivas especificações de material de tubulação permitirem.

8.2.4.4 As conexões flangeadas devem ser 1 1/2", e devem ser utilizadas nos seguintes casos:

- a) linhas de classe de pressão 600 psi ou maiores;
- b) tubulações operando abaixo de -29 °C e acima de 370 °C;
- c) serviços sujos ou coqueantes;
- d) tubos ou equipamentos de aço liga, ou com revestimentos especiais;

- e) serviços com catalisadores fluidizados e leitos de sólidos granulados como nos reatores;
- f) serviços onde haja inspeção freqüente;
- g) quando houver possibilidade de corrosão galvânica formada pela contaminação dos intervalos da rosca com o fluido de processo;
- h) quando a especificação de material de tubulação exigir.

8.2.4.5 Os poços de teste devem ser providos de bujão e corrente, ambos em aço inoxidável AISI 304.

8.2.5 Termostatos

Os termostatos não devem ser utilizados, a menos que previamente autorizados pela PETROBRAS.

8.2.6 Transmissores

8.2.6.1 Os transmissores de temperatura devem possuir as seguintes características:

- a) ser eletrônicos, inteligentes e programáveis, com a transmissão do sinal no mesmo meio físico que a alimentação elétrica;
- b) poder operar em 24 Vcc, com sinal de saída linear em 4 a 20 mA, com uma resistência de carga mínima de 500 Ω ;
- c) possuir entrada para elemento sensor RTD ou termopar;
- d) prover isolamento elétrico entre entrada e saída;
- e) ser capazes de identificar falhas no elemento sensor tais como curto circuito ou circuito aberto;
- f) ser capazes de fixar o valor do sinal de saída, programável em 0 ou 100 % da faixa, em caso de falha do elemento sensor;
- g) ser padronizados em toda a planta de forma a facilitar a manutenção.

8.2.6.2 O erro total provável inserido pelo transmissor na respectiva medição de temperatura pode ser avaliado segundo critério descrito no ANEXO A.

8.2.6.3 Não são aceitos instrumentos receptores de sinal de termopares com leitura galvanométrica direta.

8.2.6.4 Os sistemas dedicados de indicação digital de temperatura devem atender aos seguintes requisitos:

- a) indicações de ponto selecionado, valor da temperatura e unidade de medida;
- b) alarme visual para a indicação de abertura do termopar, quando o ponto é selecionado ou no caso de falha do sistema digital;
- c) reserva mínima instalada de 10 % de pontos.

8.3 Instrumentos de Pressão

8.3.1 Critérios de Seleção

8.3.1.1 Para qualquer medição de pressão, cujo sinal deva ser levado a mais de 10 metros do ponto de medição, deve ser utilizado um transmissor de pressão.

8.3.1.2 Os elementos sensores do tipo “Bourdon” são os recomendados para os instrumentos de medição local de pressão.

8.3.1.3 Os ranges de operação dos instrumentos devem ser escolhidos de maneira que a pressão de operação normal do processo esteja situada no segundo terço desta faixa, observada também a pressão máxima de operação.

8.3.1.4 As escalas e resoluções dos instrumentos locais de pressão (manômetros) devem ser selecionadas de acordo com a TABELA E-1 do ANEXO E.

8.3.1.5 O material das partes em contato com o fluido de processo deve ser aço inoxidável AISI 316, a menos que, o fluido de processo exija outro material.

8.3.1.6 Em instalações de serviços com ar comprimido, é recomendável que o material dos elementos sensores sejam bronze ou latão.

8.3.2 Manômetros

8.3.2.1 Para medida de pressão direta e local o instrumento utilizado deve ser o manômetro.

8.3.2.2 A cor do mostrador do manômetro deve ser branca e os números e caracteres na cor preta.

8.3.2.3 Os manômetros devem atender os seguintes requisitos:

- a) mostrador de no mínimo 100 mm de diâmetro;
- b) conexão de 1/2” NPT;
- c) caixa em plástico ou AISI 304 com grau de proteção IP 55;
- d) ponteiro balanceado e com ajuste micrométrico;
- e) enchimento com glicerina;
- f) disco de ruptura na parte traseira;
- g) material do soquete deve ser o mesmo do elemento sensor: aço inoxidável AISI 316.

8.3.2.4 O visor do manômetro deve ser de vidro de segurança com, pelo menos, 75 % de transparência. A tampa do manômetro deve ser do tipo baioneta.

8.3.2.5 Deve ser verificada a necessidade do uso de manômetros com frente sólida, em aplicações em que haja perigo a integridade física dos operadores.

8.3.2.6 A incerteza de medição deve ser de 1 % do valor final do range. Para manômetro diferencial a incerteza máxima admissível é de 2 % do valor final do range.

8.3.2.7 Os manômetros com contatos elétricos, digitais ou com ponteiros para indicação da pressão máxima não devem ser utilizados.

8.3.2.8 A escala utilizada nos manômetros diferenciais deve indicar diretamente o valor do diferencial de pressão medido.

8.3.3 Transmissores

8.3.3.1 Os transmissores de pressão devem possuir as seguintes características:

- a) ser eletrônicos, inteligentes e programáveis, com a transmissão do sinal no mesmo meio físico que a alimentação elétrica;
- b) poder operar em 24 Vcc, com sinal de saída linear em 4 a 20 mA, com uma resistência de carga mínima de 500 Ω ;
- c) ser padronizados em toda a planta de forma a facilitar a manutenção.

8.3.3.2 O valor do erro total provável inserido no sinal de medição pelo transmissor deve ser avaliado segundo o ANEXO A.

8.3.3.3 Todos os transmissores de pressão diferencial devem suportar a pressão máxima de projeto dos equipamentos e tubulações associados.

8.3.4 Pressostatos

8.3.4.1 Os pressostatos não devem ser utilizados, a menos que previamente autorizados pela PETROBRAS.

8.3.5 Acessórios para Instrumentos de Pressão

8.3.5.1 O manômetro com amortecedor de pulsação deve ser instalado em serviço onde haja pulsação do fluido de processo, como em descarga de bombas alternativas e em, sucção e descarga de compressores alternativos.

8.3.5.2 Nos casos em que a pressão máxima do processo possa ultrapassar o limite de sobrepressão do instrumento, estes devem ser fornecidos com limitadores de sobrepressão ajustados para 100 % do valor de fundo de escala.

8.3.5.3 Em linhas e equipamentos com líquido, e em temperaturas elevadas, que possam danificar o instrumento, deve ser previsto e instalado comprimento adicional nas linhas de impulso, para a dissipação térmica necessária. Para aplicações onde o fluido de processo seja vapor, utilizar tubo sifão ou serpentina de resfriamento.

8.3.5.4 Para linhas onde o fluido de processo seja corrosivo, viscoso, solidificável ou tenha combinação destas propriedades, os instrumentos de pressão devem:

- a) manômetros: utilizar diafragma de selagem;
- b) transmissores: ser instalados com pote de selagem ou selo diafragma, conforme a necessidade.

8.3.5.5 Na seleção do diafragma de selagem deve ser observada a compatibilidade do fluido de processo, do fluido de enchimento, dos materiais do diafragma e o limite do próprio diafragma. O diafragma deve ser fornecido acoplado ao instrumento e com conexão ao processo flangeada.

8.3.5.6 Os instrumentos de pressão diferencial devem ter “manifold” do tipo bloco de equalização integral, com vent e dreno, em aço inoxidável AISI 316 e conexão ao instrumento de 1/2”.

8.4 Instrumentos de Vazão

8.4.1 Geral

8.4.1.1 Na medição de vazão devem ser utilizadas placas de orifício com transmissores de pressão diferencial.

8.4.1.2 Os demais tipos de instrumentos, tais como medidores de área variável, deslocamento positivo, medidores tipo turbina, eletromagnéticos, vortex, ultra-sônicos e coriolis, podem ser usados onde sua utilização seja estritamente necessária pelas condições do processo.

8.4.1.3 Para tubulações com diâmetro interno menor que 50 mm, deve-se utilizar instrumentos, para indicação local e transmissão, do tipo:

- a) placa de orifício, com trecho reto expandido para 2”, se o valor obtido para o β estiver dentro dos limites estabelecidos na norma ISO 5167;
- b) medidores tipo vortex;
- c) orifícios integrais ou seções de medição pré-montadas.

8.4.1.4 Para indicação local de vazão deve-se utilizar placa de orifício e transmissor com indicação local.

8.4.1.5 Para tubulações com diâmetro interno menor que 50 mm, que operem com fluidos não tóxicos e não inflamáveis, deve-se utilizar para indicação local rotâmetros.

8.4.2 Medidores do Tipo Pressão Diferencial

8.4.2.1 Placas de orifício:

- a) usar placas do tipo concêntrico, com bordo reto, instaladas entre flanges de orifício;
- b) quando o n° de “Reynolds” da aplicação for inferior aos limites previstos para as placas de bordo reto na norma ISO 5167, devem ser utilizadas placas de bordo quadrante, ou entrada cônica, respeitados os limites estabelecidos na NBR 13225;
- c) para as placas do tipo bordo quadrante devem ser utilizados sempre os raios padrões relacionados no ANEXO D; neste caso, devem ser feitos ajustes nos valores da pressão diferencial, ou da vazão máxima, calculados inicialmente;
- d) os orifícios integrais podem ser usados para vazões muito baixas, em tubulações de diâmetro interno menor que 50 mm, e que não contenham sólidos em suspensão;
- e) o material das placas deve ser aço inoxidável AISI 316, a menos que as condições de serviço exijam outro material;
- f) as placas de orifício devem ter as dimensões e tolerâncias de fabricação conforme norma:
 - ISO 5167, para placas bordo reto;
 - ABNT NBR 13225 para placas bordo quadrante e entrada cônica;
- g) a espessura recomendada para as placas de orifício tipo bordo reto deve seguir a TABELA 2:

TABELA 2 - DIÂMETRO NOMINAL DA LINHA VERSUS ESPESSURA DA PLACA

Diâmetro Nominal da Linha	Espessura da Placa
2"	1/8"
3"	1/8"
4"	3/16"
6"	1/4"
8"	5/16"
10"	3/8"
12" a 18"	1/2"
> 18"	3/4"

- h) os flanges de orifício devem ter no mínimo classe de 300 psi devendo atender as recomendações da ANSI/ASME B 16.36;
- i) a locação das tomadas, para placas de bordo reto e quadrante, deve se dar nos flanges de orifício;
- j) não devem ser utilizadas tomadas locadas na tubulação;
- k) quando a placa for tipo entrada cônica, a locação das tomadas “corner taps” deve-se dar segundo ABNT NBR-13225;
- l) para aplicações onde seja necessária uma rangeabilidade de vazão de até 9 para 1, pode ser utilizada uma única placa de orifício, e dois transmissores de pressão diferencial;

8.4.2.2 Demais elementos primários:

- a) os tubos Venturi podem ser usados nos casos em que a pressão estática seja muito baixa e onde a perda de carga admissível deva ser pequena por conveniências do processo, ou ainda onde se tenha fluídos com sólidos em suspensão em quantidade tal que a utilização de placas se torne inadequada;
- b) o Venturi também pode ser utilizado em linhas de grande diâmetro (vazão alta) onde a perda de carga permanente introduzida no caso de utilização de placas de orifício resulte em gastos de energia, tais que justifiquem a utilização do Venturi;
- c) a construção dos Venturis deve seguir as recomendações da norma ISO 5167;
- d) os bocais de vazão só devem ser usados em aplicações onde os demais elementos primários não puderem ser usados, tais como:
 - medições de vazão de fluídos em alta velocidade de escoamento, onde se deseja maior capacidade de medição com diferenciais de pressão não muito altos;
 - escoamentos onde possa haver erosão de elemento primário pelo fluído passante;

Nota: A construção dos bocais deve seguir a norma ISO 5167.

- e) os Pitot e Pitot multifuro podem ser usados para a medição de vazão em sistemas onde a perda de carga, que é introduzida pela utilização de outros elementos primários, não é admissível e são aplicáveis também em dutos e linhas de grande diâmetro, onde outros tipos de medidores não são recomendáveis.

8.4.2.3 Cálculo de placas de orifício:

- a) no cálculo das placas de orifício de bordo reto, deve ser utilizada a metodologia descrita na ISO 5167, bem como respeitados os limites de aplicabilidade;
- b) no caso de placas de bordo quadrante e entrada cônica utilizar a norma ABNT NBR 13225;
- c) é responsabilidade do projeto de detalhamento a execução deste cálculo;
- d) todos os fatores de cálculo das placas de orifício devem ser tomados nas condições de vazão normal de operação;
- e) para determinar a vazão máxima de cálculo deve-se: