



**MEDIÇÃO DE VAZÃO
E
USO DE INSTRUMENTOS
EM ÁREA PERIGOSA**

**Marco Antônio Ribeiro
Nansen S/A Instrumentos de Precisão
Divisão de Instrumentação e Controle**

1. INTRODUÇÃO

Enquanto a concessionária que fornece o gás à Indústria tem necessidade de medir, com objetivo de faturar e gerenciar o seu sistema de distribuição, a indústria necessita medir com objetivos diferentes.

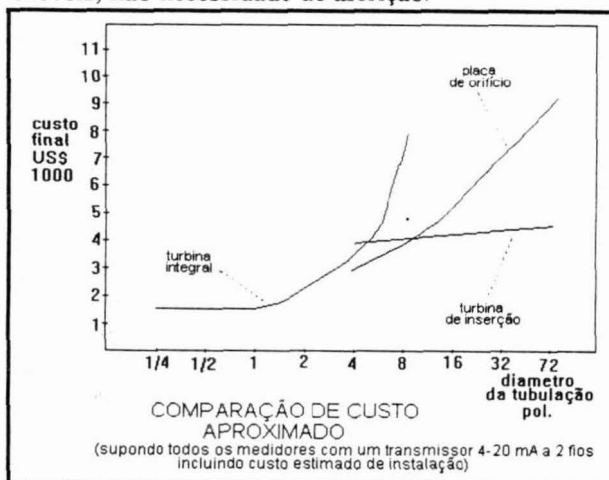
O usuário necessita medir, indicar, registrar, totalizar e controlar.

Seus objetivos são, em última análise, voltados para a qualidade, ou seja, gerenciar, otimizar, racionalizar, avaliar performance e rendimento dos seus equipamentos, enfim, consumir com qualidade.

A qualidade da medição é fator primordial para obter os resultados esperados.

Na aplicação industrial, os medidores preferidos para medição de vazão são as placas de orifício e as turbinas.

Às placas de orifício, atribuem-se vantagens tais como simplicidade, ausência de peças móveis, não necessidade de aferição.



E desvantagens como a baixa rangeabilidade (da ordem de 3:1), o custo de instalação, e a precisão, necessidade de linearização.

As turbinas são mais precisas (rangeabilidade que pode chegar a 100:1), mais repetitivas, são lineares e emitem sinais digitais adequados à totalização, e podem ter um custo total bastante inferior.

Por outro lado, ela possui peças móveis e necessitam de aferição.

A escolha do medidor de vazão mais adequado envolve considerações técnicas e econômicas.

A turbina restringe a sua utilização a fluidos limpos (sem sólidos em suspensão). No caso de medição de gás natural, pode ser uma excelente escolha.

Se a necessidade de grande faixa de medição não é relevante (por exemplo, controle de combustão em fornos), é interessante o uso de placas de orifício.

Em tubulações de pequeno diâmetro (até 2"), a turbina integral é uma boa escolha, pois nesses casos, a utilização de placas de orifício pode ter dificuldades construtivas.

Já em tubulações de diâmetros muito grandes (acima de 18"), a turbina de inserção se mostra mais econômica, e de mais fácil manutenção.

Em linhas prioritárias, onde não é possível interromper o processo para uma manutenção, a turbina de inserção ajustável (retrátil) permite a intervenção sem a parada do processo.

Em medições de alta responsabilidade, onde a precisão é fundamental (transferência de custos, ou grande relação máxima/mínima), a turbina é, em geral, a única opção viável.

Quando o custo é relevante, é necessário um estudo apurado das considerações técnicas.

Se uma placa de orifício com transmissor de pressão diferencial pode ter um custo inicial mais baixo (mas não tão significativo), o custo de instalação e manutenção, assim como o custo da perda de carta (sensivelmente menor na turbina), pode ser muito menor para a turbina.

Enfim, é um trabalho de engenharia obter a melhor relação custo/benefício.

2. PLACA DE ORIFÍCIO

A placa de orifício é o elemento primário de vazão do tipo restrição mais usado. Ela é aplicada na medição de vazão de líquidos limpos e de baixa viscosidade, da maioria dos gases e do vapor d'água em baixa velocidade.

Embora simples, a placa de orifício é um elemento de precisão satisfatória. O uso da placa de orifício para a medição da vazão é legalmente aceita, mesmo em aplicações comerciais de compra e venda de produto.

2.1. MATERIAIS DA PLACA

Como o fluido do processo entra em contato direto com a placa, a escolha do material da placa deve ser compatível com o fluido, sob o aspecto de corrosão química.

A placa de orifício pode ser construída com qualquer material que teoricamente não se deforme com a pressão e não se dilate com a temperatura e que seja de fácil manipulação mecânica. Os materiais mais comuns são: aço carbono, aço inoxidável, monel, bronze, latão.

A velocidade do fluido e' tambem um fator importante, pois a alta velocidade do fluido pode provocar erosão na placa. A baixa velocidade pode depositar material em suspensão do fluido ou lodo na placa.

2.2. GEOMETRIA DA PLACA

A placa consiste de uma pequena chapa de espessura fina, circular, plana, com um furo com cantos vivos. A posição, o formato e o diametro do furo são matematicamente estabelecidos.

O desempenho da placa depende criticamente da espessura e da planura da placa e do formato dos cantos de furo central. O desgaste do canto do furo, a deposição de sujeira no canto ou na superfície da placa e a curvatura na placa podem provocar erros grosseiros na medição da vazão. Por exemplo, quando ha' deposição, tornando o furo menor, tem se uma maior pressão diferencial e portanto uma indicação maior que a vazão real.

A espessura varia de 1/8" a 1/2". A espessura da placa com furo de diametro d e' função do diametro D da tubulação e não deve exceder nenhuma das relações: $D/50$, $d/8$ e $(D-d)/8$.

2.2.1. Canto vivo (square edge)

Em tubulações com diametros iguais ou maiores que 50mm (2"), a placa de orificio concentrico e' a restrição mais comumente usada para medir vazoes de liquidos limpos, gases e vapores em baixa velocidade. Ela e' uma placa fina, plana, com um furo concentrico com cantos vivos.

A precisão da medição de vazão com placa de canto vivo varia de +- 1% a +- 5% do fundo de escala. A precisão depende do tipo do fluido, da configuração da tubulação a montante e a jusante, do elemento sensor da pressão diferencial e se ha' correções do numero de Reynolds, do fator de expansão dos gases, da dilatação termica da placa, do diametro interno da tubulação e de outros efeitos.

O canto vivo pode ter um chanfro (bevel) e a parte inclinada fica a jusante. Quando a placa e' colocada ao contrario, com o chanfro a montante o valor medido e' maior que o teorico. A placa com chanfro, por ser assimetrica, so' pode medir o fluido em uma direção; a placa com canto vivo pode medir vazão bidirecional.

Enquanto as normas diferem acerca do minimo numero de Reynolds aceitavel, o valor de 10.000 (10^4) e' o consensual. O maximo numero de Reynolds pode ser igual a $3,3 \times 10^7$.

2.2.2. Canto conico e arredondado

Quando o numero de Reynolds esta' abaixo de 10^4 (fluidos viscosos, tubulações com pequenos diametros), e' mais conveniente o uso de placa com o canto do orificio a montante arredondado ou conico.

Em tubulações pequenas, com diametros entre 12 mm a 40 mm (1/2" a 1 1/2") os efeitos das rugosidades da tubulação, da excentricidade da placa e do canto vivo de furo são amplificados, resultando em coeficientes de descarga imprevisiveis.

O contorno arredondado ou conico possui coeficientes de descarga mais constantes e previsiveis, para numeros de Reynolds baixos. Para Re baixo, o coeficiente de um orificio com canto vivo reto pode variar de ate' 30%, mas para canto arredondado ou conico o efeito e' apenas 1% a 2%.

A placa arredondada e' largamente usada nos EUA e a conica, na Europa.

2.2.3. Orificio excentrico e segmentado

A placa com orificio excentrico e com orificio segmentado constitue uma alternativa de baixo custo para a medição de fluidos dificeis, com sujeira e com solidos em suspensão

A desvantagem de seu uso e' a pequena quantidade e disponibilidade dos dados experimentais.

2.2.4. Orificio integral

Quando a tubulação e' menor ou igual a 25mm (1") a placa se torna tão pequena que e' possivel coloca-la dentro da conexão de processo do transmissor de pressão diferencial. Assim, quando se tem pequenas vazoes de fluidos limpos, e' comum instalar o orificio dentro da tomada de processo do transmissor. Nesta configuração, os orificios ja' são disponiveis com os furos e diametros padronizados e são escolhidos pela vazão maxima a ser medida. A instalação e' compacta, mesmo quando se usa o tubo de *by pass*. A precisão final e' de cerca de +- 2% a +- 5% do fundo de escala.

2.3. MONTAGEM DA PLACA

A placa de orificio e' montada em uma tubulação, sendo sanduichada entre duas flanges especiais. As flanges que sustentam a placa de orificio podem incluir as tomadas da pressão diferencial.

A qualidade da instalação afeta o desempenho da placa. A vazão medida deve ser laminar e não deve haver disturbios antes e

depois da placa. As válvulas, as curvas, as bombas e qualquer outro elemento de distúrbio de vazão podem distorcer o perfil da velocidade e criar redemoinhos, introduzindo erros na medição. Por isso, são requeridos trechos retos de tubulação antes e depois da placa. Tipicamente, a jusante deve se ter um comprimento reto no mínimo igual a $5D$ e a montante, o trecho reto mínimo deve ser de $20D$, onde D é o diâmetro interno da tubulação.

O tamanho requerido da tubulação reta antes e depois do elemento primário depende do elemento primário. Estas informações relacionadas com a placa de orifício, bocais e tubo venturi estão estabelecidas em normas (ANSI 2530; ASME e ISO 5167). Há pequenas diferenças entre estas normas. A norma ISO é mais conservativa, exigindo os maiores trechos retos mínimos.

Para os outros medidores menos comuns e específicos, como Annubar, Lo-Loss, consultar o fabricante e seguir suas recomendações.

Quando há dificuldades relacionadas com os comprimentos de trechos retos, a colocação de retificadores de vazão antes da placa possibilita o uso de menor comprimento reto. Porém, a colocação de retificadores eleva o custo da instalação eliminando a grande vantagem do sistema.

Quando todas as outras condições são mantidas constantes, quanto maior o beta da placa, maiores trechos retos são necessários.

A condição da tubulação, das seções transversais, das tomadas da pressão diferencial, dos comprimentos retos a montante e a jusante do elemento primário, as linhas do transmissor de pressão diferencial afetam a precisão da medição. Alguns destes parâmetros podem ter pequena influência, outros podem introduzir grandes erros de polarização.

A instalação do elemento primário deve estar conforme as condições de referência e/ou as normas.

A norma ISO 5167 (1980) fornece as exigências para a tubulação de referência:

1. a condição visual do lado externo da tubulação, quanto ao efeito de trecho reto e da circularidade do diâmetro da seção.
2. a condição visual da superfície interna da tubulação.
3. a condição de referência para a rugosidade relativa da superfície interna da tubulação.

4. a localização dos planos de medição e o número de medições para a determinação do diâmetro interno médio da tubulação (D).

5. a especificação de circularidade para o comprimento específico da tubulação que precede o elemento sensor.

6. o máximo desnível permissível entre a tubulação e o medidor de vazão.

7. a precisão do coeficiente de descarga.

A garantia do bom desempenho da placa depende da inspeção periódica da placa e se necessário, da limpeza da placa. O período das inspeções é função das características do fluido, se há formação rápida de lodo, se corrosivo, se abrasivo.

2.4. TOMADAS DA PRESSÃO DIFERENCIAL

A pressão diferencial gerada pela placa de orifício deve ser medida e condicionada em uma forma mais útil.

Fisicamente, ambas as tomadas devem ter o mesmo diâmetro, devem ser perpendiculares a tubulação e não devem ter rugosidade e rebarba no ponto de contato.

As tomadas da pressão diferencial associadas com a placa de orifício podem ser de cinco tipos básicos, cada tipo com vantagens e desvantagens.

2.4.1. Vena contracta

A mínima pressão gerada não acontece exatamente na posição de orifício mas em um ponto logo após a placa, chamado de vena contracta.

Teoricamente a vena contracta é o ponto ideal para a medição da pressão diferencial, onde se tem o menor erro.

Na prática, isso não é muito vantajoso, pois o ponto de mínima pressão varia com o beta da placa. Quando se troca a placa de orifício, a tomada a jusante deve ser relocada. O ponto de tomada a jusante é dado por curvas e tabelas disponíveis.

2.4.2. Tubulação

A distância a montante é de $2,5D$ e a jusante é de $8D$.

É o tipo de tomada conveniente quando se tem pequeno sinal de pressão diferencial. Tipicamente isso acontece em medição de gás, em medições pequenas e quando se tem beta grande.

2.4.3. Flange

As distâncias a montante e a jusante são iguais entre si e iguais a $1''$.

E' a montagem aplicavel para as tubulações com diametro maiores que 25 mm (1"). E' a montagem mais usada no Brasil.

2.4.4. Canto

As tomadas são feitas rente a placa; as distancias são iguais a zero. Esta montagem e' conveniente para pequenas tubulações. Fisicamente se mede a pressão junto a placa mas externamente as tomadas são feitas através das flanges, como na tomada tipo flange.

4.4.5. Raio

A distancia a montante e' de D e a jusante e' de 0,5D.

A posição das tomadas independe do beta da placa. E' uma montagem muito pouco usada.

2.5. TRANSMISSOR DE PRESSÃO DIFERENCIAL

A placa de orificio gera a pressão diferencial proporcional ao quadrado da vazão medida. Deve se, depois, medir e condicionar esta pressão diferencial gerada para completar o sistema de medição da vazão. O instrumento mais usado para medir a pressão diferencial e' o transmissor de vazão, pneumático ou eletrônico.

O transmissor de pressão diferencial, pneumático ou eletrônico, e' o instrumento mais usado em associação com o elemento primário gerador da pressão diferencial.

O transmissor possui uma capsula com grande area sensível, para ser capaz de detetar as pequenas faixas de pressão diferencial. Ele deve suportar alta pressão estática, tipicamente até 400 kgf/cm². Quando ha' problema no elemento primário, de modo que esta alta pressão estática fica aplicada em apenas uma das tomadas, a capsula do transmissor deve possuir proteção de sobre-faixa e não se danificar. Esta classe de transmissores, aplicáveis principalmente para a medição de vazão e de nível e' chamada genericamente de *d/p cell*^R. (R Foxboro Co).

2.5.1. MONTAGEM DO TRANSMISSOR

A instalação dos elementos primário e secundário deve ser cuidadosa de modo a não haver erros de medição e nem danificação dos instrumentos envolvidos.

A instalação completa do sistema consiste de:

1. tomadas do processo
2. valvulas de bloqueio de alta e baixa pressão
3. ligação para o medidor secundário
4. valvula de equalização ou de zero

As linhas de ligação ou tomadas do processo conectam a tubulação com o elemento sensor da pressão diferencial, ou mais frequentemente, com o transmissor de pressão diferencial. As linhas de tomada são arranjadas de modo que seja fácil a remoção do elemento secundário para a eventual manutenção ou calibração. O transmissor deve estar o mais próximo possível da tubulação, para diminuir o atraso da resposta e reduzir as possibilidades de ressonância ou a atenuação dentro das tomadas.

Existem tabelas relacionando o comprimento das tomadas, o diametro mínimo das tomadas e o fluido a ser medido.

A valvula equalizadora possibilita a zeragem do elemento secundário sem o desligamento das linhas. Em todas as montagens deve se usar o conjunto para by pass e equalização, com 3 ou 5 valvulas distribuidoras, montados integralmente aos transmissores.

Ha' varias montagens diferentes, em função do estado físico do fluido medido:

1. líquido volátil ou não volátil,
2. fluido sujo ou limpo,
3. fluido corrosivo ou não,
4. gas com ou sem condensado.

Quando as linhas são secas, estas ligações são feitas de modo fácil e simples. O sistema se torna mais complexo quando ha' necessidade de selos, potes, camaras de condensação, camaras de sedimentação e purgadores.

Quando as tomadas estão na parte inferior da tubulação, qualquer sólido em suspensão pode entupir as tomadas. Quando as tomadas estão na parte superior da tubulação qualquer gas dissolvido pode escapar das tomadas e atingir o indicador introduzindo erro e disturbando a medição.

Os líquidos difíceis, p. ex., corrosivos, viscosos, sujos, solidificantes, voláteis, requerem cuidados especiais. Os líquidos corrosivos devem ser mantidos afastados do elemento secundário. As camaras de selagem podem ser montadas nas linhas de tomadas, isolando o fluido do processo do elemento secundário. O líquido de selagem não pode se misturar nem reagir com o fluido do processo, nem afetar o fluido ou o material do elemento sensor. Os líquidos de selagem mais comumente usados são: a mistura de etilenoglicol com agua, mistura de glicerina e agua e ftalato de dibutil para líquidos que se congelam. Para líquidos mais pesados, são usados cloronaftaleno e óleo clorado. Geralmente o líquido de selagem deve ser mais pesado que o fluido do processo. As

camaras ou potes de selagem são geralmente cheias pela metade, através de tomadas de enchimentos com verificação visual, tais como visores. As valvulas de selagem, quando são usadas camaras de selagem, devem estar localizadas entre os potes de selagem, de modo que o efeito das alturas dos fluidos de selagem pode ser cancelado, quando necessario.

2.5.2 Instalação horizontal de fluidos limpos

Na medição da vazão de líquidos limpos em tubulação horizontal as tomadas devem estar localizadas ao lado da tubulação, com orientação menor que 45 graus.

Na medição da vazão de gases limpos e sem condensados, as tomadas devem estar na vertical, com o transmissor montado em cima da tubulação.

Na instalação do transmissor para a medição de vazão de fluidos limpos devem ser tomados os seguintes cuidados:

1. instalar o transmissor ao lado da tubulação, com tomadas laterais a tubulação,
2. deixar uma pequena inclinação ascendente, de 80 mm/m para água ou 160 mm/m a 320 mm/m para fluido mais viscosos,
3. minimizar todos os tamanhos das tomadas,
4. para fluidos quentes, manter as tomadas proximas entre si e suficientemente longas para minimizar as variações de densidade.

2.5.3 Instalação horizontal para gas limpo sem condensado

O transmissor deve ser montado acima da tubulação. As tomadas são feitas na parte superior da tubulação.

2.5.4 Instalação vertical para gases limpos sem condensado.

O transmissor é montado ao lado de tubulação e acima da placa de orificio. O sentido da vazão é para cima.

3. TURBINAS

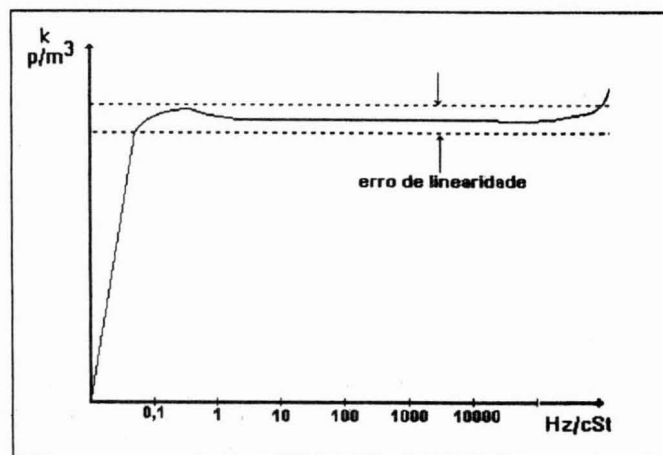
3.1. INTRODUÇÃO

A turbina é um medidor de vazão volumétrica de líquidos e gases limpos, da classe geradora de pulsos, que extrai energia da vazão medida. A turbina é largamente usada por causa de seu comprovado excelente desempenho, obtido a partir das altíssimas precisão, linearidade e repetibilidade

A precisão da turbina é melhor que a de muitos outros medidores de vazão em regime turbulento e é usada como padrão para a calibração e aferição de outros medidores.

A medição com sucesso e precisão da vazão com uma turbina depende de varios fatores. Inicialmente deve se selecionar o medidor e o equipamento condicionador de sinal corretos. A seleção é função da faixa da vazão, da rangeabilidade, da temperatura, da pressão, de varias propriedades do fluido, tais como a densidade, a viscosidade, a capacidade de lubrificação, a compatibilidade química com o material das partes molhadas do medidor. Partículas contaminantes e sujeiras em suspensão influem na precisão da medição e na sobrevivencia da turbina. A seleção dos circuitos eletrônicos associados depende do ambiente, da informação desejada e do tamanho, rangeabilidade e linearidade do medidor.

Uma vez todos os componentes do sistema tenham sido selecionados corretamente, eles devem ser calibradas de modo que a sua medição seja valida. A viscosidade do líquido e a densidade do gas são muito importantes neste ponto. Por exemplo, uma turbina calibrada em



água não pode possivelmente fazer uma medição precisa de óleo combustível. Muitos usuarios fazem medições baseadas em fator de calibração marcado na turbina sem considerar a validade deste fator para o fluido específico que está sendo medido naquele momento.

3.2. TIPOS DE TURBINAS

Basicamente dois tipos de turbina para medição de vazão estão disponíveis:

A turbina integral, ou seja, aquela constituída de um rotor com eixo longitudinal à vazão com

bitola integral, com diâmetro aproximadamente igual ao diâmetro da tubulação.

A turbina de inserção, que é uma turbina medidora de velocidade, e pode ser inserida na tubulação, através de um pescoço com flange ou rosca.

3.3 TURBINA PADRÃO INTEGRAL

A vazão do fluido a ser medida impulsiona o rotor da turbina e o faz girar numa velocidade angular definida. Essa velocidade é diretamente proporcional à vazão do fluido.

Através da detecção eletrônica da passagem das lamínas do rotor da turbina, pode-se inferir o valor da vazão.

Há geração de pulsos com frequência linearmente proporcional à vazão.

O fator K da turbina relaciona vazão com frequência do sinal. É dado pela por:

$$K = f/Q$$

Sua unidade é em pulsos por unidade de volume, por exemplo, pulsos por ft³ ou pulsos por m³.

A linearidade da turbina é indicada pela invariabilidade do fator K ao longo da faixa de vazão especificada.

A curva universal de viscosidade apresentada no gráfico ao lado, tem no eixo y, o fator K da turbina, em função de, no eixo x, a relação frequência/viscosidade. Essa relação está associada ao número de Reynolds, para um determinado diâmetro da turbina.

É possível, portanto observar o efeito da viscosidade do fluido. Em altas viscosidades, a turbina irá trabalhar na região inferior da curva, onde a não linearidade é maior.

Isso porem, não impede a sua aplicação em fluidos viscosos, pois, a repetibilidade da turbina permite-nos introduzir instrumentos que sejam capazes de linearizar.

Nas baixas viscosidades, a turbina apresenta um erro de linearidade inferior a 0,25% numa faixa larga, cerca de 20 vezes da menor à maior vazão.

3.3.1 CORPO

O corpo da turbina abriga o rotor, as peças internas, e os suportes.

O corpo da turbina deve suportar a temperatura, pressão e condições agressivas do fluido.

Em geral, o corpo da turbina é me aço inox 316.

3.3.2 CONEXÕES

As conexões de uma turbina integral, são, na maioria dos casos:

- roscadas (NPT ou MS)
- flangeadas (ANSI 150 a 2500# em aço carbono ou aço inox)
- Wafer
- Tri-Clamp (p/aplicação sanitária)
- flanges grayloc (conexão rápida)

Há algumas conexões especiais menos usadas.

Para diâmetros menores (até 2.1/2"), recomenda-se a conexão rosca por uma questão de economia, porém são disponíveis flanges a partir de 1/2".

Para diâmetros de 3" até 12", recomenda-se conexão flangeada.

3.3.3 SENSOR

Dois tipos de sensores de pulsos são disponíveis: o sensor magnético e o sensor tipo RF.

O sensor magnético consiste numa bobina enrolada sobre um núcleo magnetizado (ímã permanente), que, ao ter suas linhas de campo magnético cortadas pelas pás do rotor, gera um sinal de tensão em seus terminais.

O sensor magnético produz, naturalmente, um arraste do rotor (esforço), o que reduz o valor de vazão mínima especificada para a turbina.

Porém, por ser um elemento auto-gerador, pode ser acoplado a indicador/totalizador eletrônico local (alimentado com bateria de lítio), formando um conjunto autônomo de medição sem necessidade de alimentação elétrica externa.

Pelo mesmo motivo, transmissores de sinal analógico a dois fios (4 a 20 mA) podem ser implementados com sensor magnético.

Quando se deseja uma maior rangeabilidade e precisão da turbina, principalmente em vazões extremamente baixas, utiliza-se o sensor RF.

O sensor RF consiste de uma indutância enrolada sobre um núcleo ferrítico, não magnetizado.

Para que sejam captada a presença das pás do rotor da turbina, esse sensor deve fazer parte de um circuito ativo, oscilador em alta frequência. Quando a pá da turbina se aproxima do sensor, a frequência de ressonância, ou a indutância do elemento se altera, e pode ser detectado por circuitos de filtro posteriores.

O sensor RF não produz nenhum arraste mecânico sobre o rotor da turbina.

Dois sensores podem ser montados em quadratura, de modo a fornecerem sinais defasados entre si de 90°. Essa disposição permite detectar, através dos dois sinais, se a

turbina está girando no sentido horário ou anti-horário. Isso permite a medição em ambas as direções.

Sensores especiais para alta temperatura são disponíveis.

O invólucro do sensor, para montagem de instrumentos sobre a turbina, atendem a áreas classificadas Classe I grupos C e D, podendo atender também ao grupo B. consiste num "riser" com rosca de 1" NPT.

3.3.4 Mancais

A mancalização do rotor da turbina para medição de gás é, quase sempre, constituída de rolamentos selados auto-lubrificadas.

A utilização de rolamentos especiais em dimensões reduzidas, reduzem o arraste sensivelmente produzindo um excelente desempenho e vida útil da turbina.

Mancais especiais são disponíveis sob consulta.

3.3.5 DIMENSIONAMENTO DA TURBINA

O medidor de vazão tipo turbina integral deve ser selecionado de modo que seja operado dentro dos limites de sua faixa linear. A capacidade da turbina é baseada nas limitações de velocidade do gás.

A vazão máxima recomenda para cada dimensão de uma turbina integral é indicada na tabela a seguir.

Foi considerado, para dimensionamento, para um gás que, nas condições de operação, tenha um peso específico de $1\#/ft^3$.

Como a turbina é otimizada, variando o ângulo de ataque das pás, para uma faixa de aplicação desejada, esses valores são apenas referência para dimensionamento inicial da turbina.

Outros fatores como viscosidade, peso específico devem ser considerados quando da especificação.

diâmetro (inch)	vazão máxima (m ³ /h)
1/4"	6
3/8"	8,5
5/8"	17
3/4"	34
1"	80
1.1/4"	170
1.1/2"	200
2"	340
2.1/2"	850
3"	1000
4"	1800
5"	3000
6"	5000
8"	8100
10"	12700
12"	20000

O valor da vazão mínima de operação é, em geral de 20 a 100 vezes menor que o valor de vazão máxima, dependendo do diâmetro e do tipo de sensor utilizado.

Recomenda-se que a máxima vazão que pode ocorrer no processo, seja inferior a vazão indicada na tabela.

A vida útil dos mancais da turbina é muito afetada pela velocidade de operação e decresce rapidamente, quando utilizada em sobre-velocidade.

3.3.6 Transmissores e condicionadores de sinal

Uma grande variedade de instrumentos eletrônicos destinados a conformar o sinal, ou transmiti-lo à distância de forma analógica estão disponíveis.

São selecionados em função do sensor (RF ou magnético), e do tipo de saída desejado (pulsos em coletor aberto, TTL, 10Vpp ou 0-10V, ou sinal analógico em tensão ou corrente).

Transmissores 4-20 mAdc a dois fios só são possíveis para sensores magnéticos. Isso se deve ao fato de que sensores RF exigem mais potência do circuito eletrônico, que tem que injetar um sinal de alta frequência sobre o sensor.

Nos outros casos, é necessário avaliar a tensão de alimentação elétrica disponível (24Vdc, 115 ou 220 Vac).

Também é necessário especificar o tipo de invólucro (uso geral, ou a prova de explosão, nesse caso, especificando a classificação da área).

3.3.7 Indicador Totalizador

Um indicador Totalizador local pode ser especificado.

O instrumento mais adequado possui indicador de vazão instantânea com 4 dígitos e um totalizador com 6 dígitos.

É alimentado, em geral, por uma bateria de lítio capaz de mantê-lo funcionando por 3 anos, no mínimo.

No caso de utilização de um sensor magnético, este instrumento não necessita de alimentação externa.

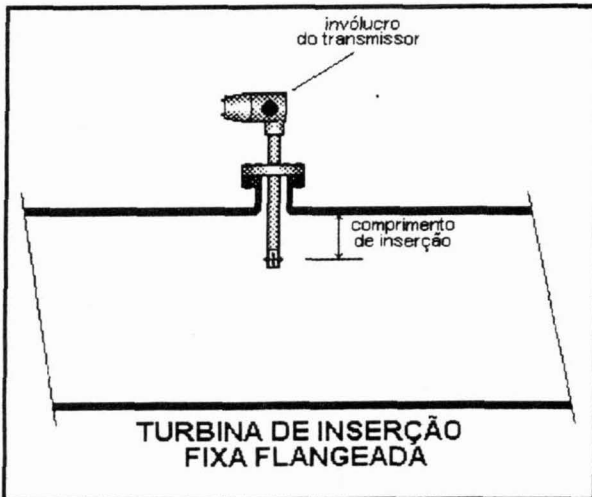
No caso de sensor RF, um condicionador de sinal próprio, devidamente alimentado, deve ser capaz de amplificar o sinal para o indicador/totalizador.

O invólucro pode ser NEMA 4X standard, ou a prova de explosão classe I (gr. C e D), classe II (gr. E, F e G) e classe III.

A montagem pode ser feita sobre a turbina (auto-suportado) ou em painel.

3.4 TURBINAS DE INSERÇÃO

A turbina de inserção é uma pequena turbina medidora de vazão montada na ponta de uma haste, que permite detetar as vazões em pontos discretos dentro de uma tubulação de grande diâmetro.



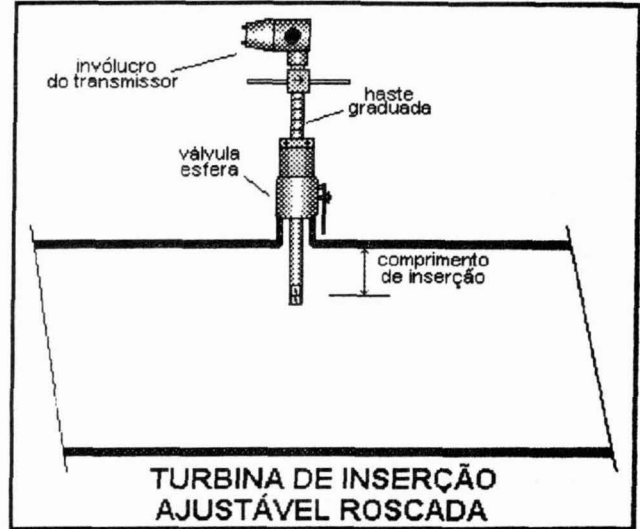
O mecanismo da turbina de inserção tem muito em comum com o da turbina convencional. O rotor, os suportes, o detetor de velocidade angular são similares.

O desempenho é pior, devido ao fato de a turbina sentir a velocidade em apenas um ponto dentro da tubulação. A precisão da turbina de inserção chega a 2% do valor medido, contra 0,5% ou melhor da turbina integral.

3.4.1 Profundidade de Inserção

A turbina de inserção é tipicamente um medidor de velocidade.

O posicionamento do rotor dentro da tubulação é fundamental para obter um fator K do sistema.



Como o perfil de velocidade não é uniforme ao longo de toda a seção da tubulação, a profundidade de inserção (posição do centro do rotor em relação ao diâmetro interno), deve ser tomada de modo a representar melhor a velocidade média do fluido.

Experimentalmente, escolhe-se esse ponto:

1. para diâmetros iguais ou inferiores a 6", deve-se escolher o centro da tubulação. Esse é o ponto de maior velocidade, e, para esses diâmetros, é a melhor escolha, considerando o fator de obstrução do rotor (relação entre o diâmetro do rotor e o diâmetro da tubulação).

2. Para diâmetros superiores, pode-se ficar mais à vontade para escolher o comprimento de inserção. Experimentalmente, observa-se que o ponto de velocidade média mais adequado (menos variável com o regime de escoamento) se encontra a cerca de 12,5% do diâmetro da tubulação medido a partir da parede superior. Isso é fundamental para tubulações de diâmetro muito grande, pois evita que se utilize uma haste de dimensões que possa se comprometer com o esforço no sentido de encurvamento gerado pelo fluido.

3.4.2 Turbina de inserção fixa

Essa turbina pode ser flangeada ou roscada. O comprimento de sua haste é fixo, e determinado na especificação.

A conexão pode ser de 2" ou 3" NPT, ou flange 150 ou 300# em aço inox.

3.4.3 Turbina de inserção ajustável

Esse tipo de turbina permite que se ajuste a sua profundidade de inserção.

Elas são disponíveis em versão normal (até 10Kg/cm²) ou em versão de alta pressão (até cerca de 25 Kg/cm²).

A turbina de inserção ajustável pode vir acompanhada de uma válvula tipo esfera que permite que seja retirada sem a interrupção do processo.

3.4.4. Rotor

Rotores são disponíveis em dois diâmetros: 1.1/2" e 2". O rotor de maior diâmetro permite maior sensibilidade em velocidades mais baixas.

Para rotores de 1.1/2", utilizam-se velocidades de 7 a 70 m/s. Rotores de 2" são recomendados para atmosferas explosivas - Temperatura máxima de superfície.

NBR 8369, Procedimento: Marcação de equipamentos elétricos para atmosferas explosivas.

NBR 8370, JAN 84, Terminologia: Equipamentos e instalações elétricas para atmosferas explosivas (Baseada na IEC 31 S123).

NBR 8446, ABR 84, Especificação: Aparelho de faiscamento para ensaio de circuitos intrinsecamente seguros. (Baseada na IEC 79-3).

a faixa de 3 a 30 m/s.

3.4.5 Fator K

O fator K para turbinas de inserção representa a relação frequência/velocidade:

$$K = f/v$$

É dado em pulsos por unidade de comprimento, ou Hz por unidade de velocidade.

No entanto, o fator K do sistema em pulsos por m3 deve ser calculado em função do fator K da turbina, do diâmetro da tubulação, de sua profundidade de inserção, além do fator de obstrução.

Da mesma forma que a turbina integral, pode-se utilizar sensor tipo RF ou sensor magnético.

3.4.7 Mancais

Para gases usa-se normalmente mancais em rolamento selado auto-lubrificado.

No entanto, é possível especificar mancais de metal duro como o carbeto de tungstênio, que, apesar de prejudicar a faixa de operação da turbina, provê uma vida útil sensivelmente maior, 3.4.6 Sensor

principalmente para altas velocidades.

3.4.8 Acessórios

Da mesma forma que a turbina integral, os condicionadores de sinal de vários tipos estão disponíveis.

Também indicadores totalizadores locais podem ser instalados sobre a turbina.

USO DE INSTRUMENTOS EM ÁREA PERIGOSA

1. INTRODUÇÃO

O interesse dos fabricantes e usuarios de instrumentos de controle pelo problema da segurança das instalações esta' relacionado principalmente com o numero dos instrumentos eletricos usados em areas perigosas. Enquanto havia a predominancia do uso da instrumentação mecanica e pneumática para a medição e controle de processos petroquimicos e de refinarias de petroleo, não havia a preocupação da segurança da planta, relacionada com os instrumentos de controle, porque o ar comprimido de alimentação não constituia risco de incendio ou de explosão na area industrial.

Hoje é necessaria a padronização, principalmente por economia. No principio não haviam normas, depois, apareceram normas em demasia, as vezes ate' dispersivas e conflitantes. Precisou-se, então, de uma unificação das normas e praticas existentes. Essa harmonização das normas atuais esta' sendo feita a duras penas, de um modo lento e exasperante.

2. NORMALIZAÇÃO

A ABNT possui as seguintes publicações sobre projeto, inspeções e ensaios com equipamentos usados em atmosferas explosivas:

NBR 5363- Equipamentos eletricos para atmosferas explosivas - Involucros a prova de explosão - Tipo de proteção "d". (Baseada na IEC 79-1).

NBR 5410, Procedimento: Instalações eletricas de baixa tensão.

NBR 6146, DEZ 80, Especificação: Involucros de equipamentos eletricos - Proteção. (Baseada na IEC 529/76).

NBR 8368, Classificação: Equipamentos eletricos para at

NBR 8447, ABR 84, Equipamentos eletricos para atmosferas explosivas - Construção e ensaio de equipamentos eletricos de segurança intrinseca e do equipamento associado - Especificação. (Baseada na IEC 79-11).

NBR 8601 - Equipamentos eletricos imersos em oleo para atmosferas explosivas. (Baseada na IEC 79-6).

NBR 9518, SET 86, Especificação: Equipamentos eletricos para atmosferas explosivas - Requisitos gerais. (Baseada na IEC 79-0/83).

NBR 9883 - Equipamentos eletricos para atmosferas explosivas - Segurança autmentada - Tip de proteção "e". (Baseada na IEC 79-7).

NBR 9884 - Maquinas eletricas girantes - Graus de proteção proporcionadas pelos involucros. (Baseada na IEC 34-5).

NBR 10861 - Prensa cabos. (Baseada na BS 6121).

Ha' normas estrangeiras que ainda não possuem correspondentes brasileiras, mas estao em fase de elaboração, como:

EN 50033 - Caplamps for mines susceptible to firedamp.

IEC 79-15 - Electrical apparatus with type of protection "n".

No Brasil, o CEPTEL/LABEX e' o órgão autorizado pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial) para verificar a conformidade de equipamentos eletricos a serem instalações em atmosferas explosivas, emitindo os respectivos certificados.

O LABEX esta' apto a atuar nas areas de involucros a prova de explosão/chama, segurança intrinseca, segurança aumentada, proteções especiais e ensaios mecanicos.

Um dos laboratorios americanos de certificação e' o UL, fundado em 1894, para testar e examinar os equipamentos eletricos para uso pessoal e industrial e os perigos de incendio para as companhias de seguro. O UL prepara suas proprias normas e lista os serviços que estão relacionados com as suas normas. Muitas normas do UL são reconhecidas como normas nacionais americanas

3. CLASSIFICAÇÃO DE ÁREA

3.1 ÁREA PERIGOSA

Para se entender o que seja uma area perigosa, e' interessante entender primeiro o que ela não e'.

A simples presença ou probabilidade da presença de um material combustivel ou inflamavel não classifica automaticamente um local como area perigosa.

A presença de materiais piroforicos (materiais que entram em ignição expontanea em

contato com o ar), tais como o fosforo, po' de zirconio, solução de alquil aluminio e a presença de explosivos, como a dinamite, não significam que uma area deva ser classificada como perigosa. Onde ha' um material piroforico, o perigo de haver uma explosão provocada por uma fonte eletrica e' muito pequeno, quando comparado com o perigo de haver explosão provocada por outra fonte diferente de energia. As normas que regulam estas areas incluem as exigencias referentes aos dispositivos eletricos presentes.

Locais perigosos são aqueles locais, areas, espaços onde pode existir perigo de explosão, devido a gases ou vapores inflamaveis, liquidos inflamaveis, po' combustivel ou fibras inflamaveis. De um modo geral, diz-se que uma area industrial e' perigosa quando nesse local e' processado, armazenado, transportado e manuseado material que possua vapores, gases, pos ou fibras inflamaveis ou explosivos.

As areas perigosas (classificadas), se tratadas corretamente, não são necessariamente mais perigosas para trabalhar do que as areas seguras.

Na pratica, em muitas normas e no presente trabalho, "area perigosa", "area de risco" e "area classificada" possuem o mesmo significado. Tambem são intercambiaveis os termos "area", "local" e "espaço". Sempre que o termo for usado, deve-se assumir um espaço tridimensional e não uma area bidimensional.

A possivel presença de uma mistura inflamavel gas-ar requer a tomada de precauções especiais para reduzir a probabilidade que qualquer equipamento eletrico colocado no local se torne uma fonte de ignição ou de explosão. Como isso e' muito vago e pouco operacional, normalmente, se classifica uma area perigosa considerando-se todos os parametros que estão relacionados com o grau de perigo presente.

3.2 CLASSE, GRUPO E DIVISÃO/ZONA

A classificação de area e' uma das exigencias basicas para a operação do sistema e a classificação adequada da area perigosa e' um requisito legal. Na pratica, a classificação de area e' o elo mais fraco na cadeia da segurança.

Os criterios de classificação da planta são:

1. a natureza da atmosfera perigosa,
2. a probabilidade da presença desta atmosfera.

A classificação de areas perigosas pode diferir de um pais para outro, mas na essencia se obtem o mesmo resultado. Classificar uma area e' lhe atribuir numeros e letras relacionados com os seguintes parametros:

1. classe,
2. grupo,
3. divisão-zona.

A partir da classificação das areas de risco de uma planta, especifica-se e usa-se o equipamento com classificação eletrica coerente, tornando a sua presença no local segura e simples para a avaliação do especialista. Os criterios de classificação do equipamento são a maxima energia da faísca que ele pode produzir e a temperatura maxima de sua superficie.

3.2.1 CLASSE

A classe da area se relaciona com o estado fisico da substancia inflamavel. A classe denota a natureza generica do material perigoso e esta' relacionada com a apresentação fisica do material.

São aceitas e definidas tres classes distintas:

Classe I - locais onde ha' gases ou vapores na presença com o ar em quantidades suficientes para produzir misturas explosivas e inflamaveis.

Classe II - locais onde o perigo e' devido `a presença de po' combustivel.

Classe III- locais onde estão presentes fibras e particulas solidas.

Classe I

Os locais de classe I envolvem gases e vapores de liquidos volateis inflamaveis.

E' geralmente aceito que o perigo apresentado pelo gas e' maior que o do po' e fibra e requer a proteção mais rigorosa. Por isso, quando de se tem um local com a presença simultanea de gas e po' ou gas e fibras solidas, basta aplicar a proteção para o gas. Não faz sentido classificar um local por causa da presença de liquido não-volatil, porem, classifica-se a area vizinha ao armazenamento de liquido volatil, cujo gas e' inflamavel ou explosivo. O que torna o liquido perigoso são os seus vapores e gases.

Os materiais não precisam estar no estado gasoso para ocorrer uma explosão. Pode haver explosão com po' combustivel e liquidos finamente atomizados queimam com extrema rapidez, mesmo à temperatura abaixo do ponto de fulgor.

Classe II

O NEC define os locais de Classe II como aqueles que são perigosos por causa da presença de po' combustivel. A intenção e' evitar explosões e fogos por causa da presença do po'.

E' raro em industrias petroquimicas e refinarias de petroleo o manuseio de po'. As aplicações típicas de sistemas de segurança relacionados com pos perigosos (Classe II) estão na area de siderurgia, mineração de carvão e industrias de artefatos de pneu.

As características de ignição de po' são mais facilmente entendidas, quando comparadas 'as da queima de gases e vapores. As diferenças básicas entre explosões de pos e de gases são devidas as diferenças físicas dos materiais combustíveis.

Classe III

O NEC define como local de Classe III aquele que e' perigoso por causa da presença de fibras que entram facilmente em ignição mas em que tais fibras não são prováveis de estar em suspensão no ar em quantidades suficientes para produzir misturas inflamáveis.

Não ha' subdivisão de Grupo na Classe III.

Os materiais típicos são: algodão, rayon, sisal, juta, fibra de coca, serragem de madeira (embora o po' de madeira também seja Classe II).

O principal perigo dos materiais da Classe III não e' a explosão, mas o perigo de incendio. O fogo se propaga rapidamente através destes materiais.

3.2.2. GRUPO

A designação do grupo e' mais especifica e constitui uma subdivisão da classe. O grupo, associado a classe, e' uma especificação de natureza química.

Dividiram-se os locais perigosos de Classe I em grupos, com cada grupo contendo materiais com características relacionadas com a explosão iguais. Isto permitiu a construção de equipamentos que não fossem mais caros que o necessário para sua aplicação específica.

As normas americanas estabelecem o seguinte:

1. Classe I possui os Grupos A, B, C e D.
2. Classe II possui os Grupos E, F e G.
3. Classe III não possui grupo associado.

No sistema europeu (IEC) os grupos são definidos diferentemente:

1. Grupo I: minas subterrâneas, onde pode haver gases. Assume-se, na prática que o perigo e' causado pelo gas metano.

2. Grupo II: locais de superfície, onde os materiais são indicados pelos sufixos A, B e C.

IIC similar ao NEC Grupo A e B

IIB similar ao NEC Grupo C.

IIA similar ao NEC Grupo D.

COMPARAÇÃO DOS GRUPOS DE GASES NA EUROPA E EUA

GAS TÍPICO	GRUPO (EUA)	GRUPO (EUROPA)
Metano	D	I
Propano	D	IIA
Etileno	C	IIB
Hidrogeni o	B	IIC
Acetileno	A	(IIC)

Grupos da Classe I

Com relação a classificação do NEC, e dentro da Classe I, o perigo maior se refere ao grupo A e o menor se relaciona com o grupo D. Como consequência, um instrumento classificado para uso em grupo A certamente pode ser usado nos grupos C e D e um equipamento para o grupo C pode ser usado em local de grupo D mas não pode ser usado nos grupos B e A. O equipamento para o Grupo A não necessariamente pode ser usado no Grupo B.

GRUPOS DA CLASSE I

Grupo A ou Grupo IIC (1 gas)

1. Acetileno

Grupo B ou Grupo IIC (6 gases)

1. Acrolein (inibido)
2. Butadieno
3. Hidrogenio
4. Gases com >30% de H₂ (por volume)
5. Oxido de propileno
6. Oxido de etileno

Grupo C ou Grupo IIB (16 gases)

1. acetaldeido
2. alcool allil
3. n-butiraldeido
4. ciclopropano
5. crotoaldeido
6. dietilamina
7. dimetil hidrazine assimetrico
8. epiclorohidrin
9. eter dietil
10. etilenimina
11. etileno
12. monoxido de carbono
13. morfoline
14. 2-nitropropano
15. sulfeto de hidrogenio
16. tetrahidrofuran

Grupos da Classe II

As normas do IEC não estabelecem grupo para as classes II e III.

As normas americanas dividiram os locais de Classe II em tres grupos. Os criterios para agrupar os gases da Classe I se baseavam na pressão da explosão, temperatura de ignição e espaçamento seguro; os criterios para agrupar os pos da Classe II se baseavam na resistividade eletrica, tamanhos do po e no efeito termal das camadas de po' nos equipamentos eletricos. Originalmente, o agrupamento dos pos se baseava na temperatura de ignição da camada de po', mas este conceito esta' sendo gradualmente abandonado.

Atualmente, os grupos da Classe II são:

Grupo E

Pos metalicos: aluminio, magnesio, titanio e suas ligas metalica

Grupo F

Pos carbonaceos: carbono coloidal, carvão, negro de fumo, coque.

Grupo G

Pos agricolas: polvilho, fecula, po' de grãos, pos quimicos e plasticos.

2.3. DIVISÃO - ZONA

A divisão de uma area expressa a probabilidade relativa do material perigoso estar presente no ar ambiente, formando uma mistura em concentração perigosa e provavel de provocar

Grupo D ou Grupo IIA (44 gases)

1. acido acetico (glacial)
2. acetato etil
3. acetato vinil
4. n-acetato butil
5. acetato isobutil
6. acetona
7. acrilato etil
8. acrilonitrila
9. amonia
10. benzeno
11. butano
12. 1-butanol (alcool butilico)
13. 2-butanol (alcool butilico secundario)
14. cloreto vinil
15. diamina etileno
16. dicloro etileno
17. di-isobutileno
18. estireno
19. etano
20. etanol (alcool etilico)
21. eter isopropilico
22. gasolina
23. heptano
24. hexano
25. isopreno
26. metano
27. metanol
28. metil etil cetona
29. metil isobutil cetona
30. 3-metil-1-butanol (alcool isoamil)
31. 2-metil-1-propanol (alcool isobutil)
32. 2-metil-2-propanol (alcool butil terciario)
33. nafta de petroleo
34. octanos
35. oxido mesitil
36. pentanos
37. pentanol
38. piridine
39. propano
40. 1-propanol
41. 2-propanol
42. propileno
43. tolueno
44. xileno

uma explosão ou incendio. A probabilidade varia de zero (local seguro) ate' 1 (local onde a presença e' certa e continua, como no interior de um tanque contendo liquido volatil).

Do ponto de vista de engenharia, maiores precaucoes são necessarias se um particular conjunto de circunstancias e' provavel de acontecer, tal como a presença de uma mistura

inflamavel dentro dos limites de explosividade e menores precauções são necessarias se e' improvavel acontecer uma mistura perigosa. Esta e' a razão de dividir os locais em duas ou tres divisoes.

Neste aspecto, as divergencias entre as normas americana e europeia são maiores. As normas americanas definem duas divisoes: Divisão 1 e Divisão 2. As normas brasileiras e europeias se referem a tres divisoes: Zonas 0, 1 e 2.

Divisão 1/Zona 1

Local onde e' alta a probabilidade relativa de ocorrer alguma das seguintes situações:

1. concentração perigosa existe continuamente, intermitentemente ou periodicamente, em condições normais de operação.

2. concentração perigosa existe frequentemente, por causa de operações de reparo e manutenção.

3. concentração perigosa existe por causa de vazamentos frequentes.

4. falha do equipamento ou do processo ocorre frequentemente e provoca simultaneamente desprendimento de concentração perigosa dos gases e defeitos eletricos.

Todas as situações se referem a concentração perigosa de gases, significando que esta concentração se situa entre os limites minimo e maximo de explosividade ou inflamabilidade.

Na Divisão 1 e' provavel haver a presença de gases inflamaveis mesmo durante a operação normal da planta. A probabilidade da presença de uma atmosfera perigosa na Divisão 1 e' relativamente elevada e, na pratica, e' considerada igual a 1. A divisão 1 e' a area de maior perigo, pela classificação das normas americanas.

Zona 0

Nas normas europeias, existe uma mais perigosa ainda: Zona 0, que e' definida como o local onde a presença da mistura perigosa e' constante e e' igual a 100%. Exemplos de Zona 0 são o interior de um tanque cheio de gas ou o espaço cheio de vapor dentro de um tanque com liquido volatil.

O principal argumento a favor do uso da Zona 0 e' que se deve tomar precauções especiais em lugares onde a probabilidade de perigo e' constantemente elevada. As normas americanas não aceitam o conceito de Zona 0. O maior argumento contra o uso da Zona 0 e' a falta de

demonstração pratica da utilidade dessa nova divisão, que complica ainda mais o ja' dificil problema de diferenciar Divisão 1 da Divisão 2.

Divisão 2/Zona 2

Local onde e' baixa, porem não nula, a probabilidade de existencia de misturas de produtos explosivos ou inflamaveis com o ar ambiente. Mais detalhadamente definem-se como Divisão 2:

1. os locais perigosos onde liquidos volateis e gases inflamaveis são manipulados, usados ou transportados, porem estão confinados em sistema fechados e dos quais podem escapar somente em caso da ruptura ou quebra acidental dos sistemas ou em caso da operação anormal do equipamento.

2. locais que não são considerados perigosos porque e quando ha' ventilação forçada, mas ha' a probabilidade de falha de equipamento de ventilação tornando o local perigoso.

3. as areas adjacentes a Divisão 1, sem ventilação positiva e com garantia que não ha' falha no sistema de ventilação.

A area de Divisão 2 e' perigosa apenas em situações anormais da planta, quando ha' acidentes, falhas de equipamentos, vazamentos de tanques, ruptura de discos, corrosão entre flanges.

A Divisão 2 pode ser a area que separa a Divisão 1 de areas seguras. A Divisão 2 e' uma area mais segura que a Divisão 1, porem, e' ainda um local perigoso, classificado. A probabilidade de ocorrer condições de perigo e' pequena, quando comparada a probabilidade da Divisão 1, porem não e' zero.

Outra caracteristica da Divisão 2 e' a curta duração da presença do gas perigoso, que ja' e' pouco provavel.

Tipicamente, em uma planta petroquimica e refinaria de petroleo, 90% das areas classificadas são Divisão 2.

As equivalencias são as seguintes: a Divisão 1 equivale a soma das Zona 0 e Zona 1; a Divisão 2 e' igual a Zona 2.

4. CLASSIFICAÇÃO DA AREA

4.1. AREA NÃO CLASSIFICADA

Por inferencia, qualquer local que não seja area perigosa, e' uma area segura. Muitas autoridades preferem o uso de "area não perigosa" por razões semanticas e legais. Nas areas não-perigosas podem ser usados instrumentos

eletricos de uso geral, sem nenhuma tecnica adicional ou especial de segurança.

Numa industria, são consideradas areas seguras:

1. sistemas fechados, mas sem nenhuma probabilidade de haver vazamentos, mesmo que não haja ventilação forçada,

2. sistemas fechados, mesmo com tubulações com valvulas, flanges e medidores, desde que seguramente exista ventilação positiva.

3. areas para armazenamento em vasos seguros (conforme normas aprovadas).

4. areas onde ha' outras fontes de ignição permanentes, que não sejam queimadores ultrarapidos.

A sala de controle do processo deve ser considerada area segura, mesmo quando situada dentro de areas classificadas. Para ser considerada não perigosa, devem ser satisfeitas as seguintes exigencias:

1. pressurização na sala atraves de compressor de ar limpo, localizado em area segura ou com tomada especial,

2. vedação nas portas e nas janelas,

3. selos em todos cabos e conduintes que se comunicam com as areas classificadas,

4. controle nas entradas e saidas de ar.

5. ventilação e temperatura adequadas.

4.2 RESPONSABILIDADE

A responsabilidade da classificação das areas perigosas de uma industria e' exclusiva do usuario, embora haja influencia de autoridades governamentais competentes, companhias de seguro, laboratorios de aprovação e certificação de equipamentos, firmas de engenharia especializadas e outros.

Durante a classificação de area, a decisão de estender e limitar o grau do perigo do local e' tomada pelo pessoal de operação. O engenheiro (quimico) de processo e' o mais capacitado para fazer a classificação, embora seja tambem necessaria a contribuição do engenheiro (eletronico) de instrumentação.

4.3. PARAMETROS

Quando se classifica uma area perigosa devem-se considerar varios fatores, entre os quais se destacam:

1. a quantidade do material perigoso,

2. a natureza do gas e suas caracteristicas

3. a topografia do local: as depressoes, as colinas, a direção do vento,

4. o grau de ventilação,

5. a planta e a localização da industria: os edificios, as unidades interligadas,

6. o historico e os acidentes na industria especifica ou, se a planta nova, o historico de plantas de mesmas caracteristicas: mesmo processo, mesmo produto, mesmas dimensoes.

7. as consequencias da explosão e do incendio, se estão envolvidas vidas humanas.

A classificação das areas perigosas em uma planta e' uma tarefa dificil. Não ha' numeros exatos. Porem, existem algumas recomendações e guias para a classificação, onde são ressaltados os seguintes topicos:

1. o conhecimento das propriedades dos materiais e produtos do processo, relacionadas com a sua inflamabilidade: a densidade, a densidade do vapor ou do gas, os ponto notaveis de ebulição, sublimação, temperatura de ignição. O ponto de partida e' a Classe-Grupo.

2. o conhecimento dos dados de processo: os diagramas P & I (Piping & Instruments), os locais de armazenamento, os pontos potenciais de vazamento e escapamento de produto, os locais dos equipamentos criticos, como dos reatores, das colunas de distilação, das torres de resfriamento e dos compressores. Nas tubulações, os locais propensos a liberar material são: as conexoes das valvulas de controle, os pontos de tomada de amostra, as tomadas dos elementos sensores, os suspiros, os drenos, as valvulas de alivio, as flanges, os medidores de vazão.

3. conhecimento das condições ambientais e de contorno do processo e das instalações: a elevação e a depressão, a ventilação natural e forçada, a direção do vento mais comum, a umidade, a temperatura ambiente, a corrosão do meio ambiente.

4. estabelecimento da Divisão do local, tomando-se como base o local das fontes de desprendimento de materiais inflamaveis e explosivos. A classificação para atribuição de Divisão pode se basear em diagramas geometricos, em curvas e abacos da literatura tecnica e em calculos teóricos diretos.

Algumas ideias elementares e conhecidos conceitos de segurança devem ser considerados e associados, para se garantir uma classificação criteriosa e profissional. Eis algumas lembranças:

1. os gases e os vapores mais pesados que o ar se difundem pouco, ficando proximos dos locais de liberação. Não existem em lugares

elevados, pois os gases pesados não sobem; os gases pesados são detetados apenas ao nível do chão.

2. Os gases leves tendem a subir e a se acumular próximos aos eventuais tetos. Os gases leves podem ser detetados, inclusive, pelo nariz humano. A toxicidade e irritância dos líquidos inflamáveis, com os vapores menos pesados que o ar, podem ser consideradas para a determinação da Divisão do local. O local que exige o uso de máscaras para o pessoal que trabalha no local é certamente um lugar de Divisão 1.

3. Uma brisa leve pode ser portadora de grande quantidade de gases a grandes distâncias, tornando toda a área perigosa. Porém, um vento muito forte serve para dispersar o gás eliminando o perigo. Tipicamente, ventos com velocidades superiores a 25 cm/s já são considerados suficientes para dissipar o perigo.

4. Não se pode esquecer que uma área pode ser contaminada por produtos inflamáveis produzidos em outros locais. Os condutos e os cabos podem servir como dutos para transportar gases inflamáveis a grandes distâncias. A contaminação é evitada com o uso de filtros e selos.

5. Na maioria dos casos e exceto nos sistemas com purga, a classificação da área é a mesma do interior do instrumento de campo.

6. Os gases inflamáveis liberados de vasos pressurizados ou contendo líquido voláteis produzem volumes de gases na atmosfera muito maiores que o volume do recipiente pressurizado ou o volume do líquido que os formou.

7. É muito fácil e frequente se adquirir um conceito exagerado do que seja Divisão 1. A maioria das instalações petroquímicas e de refinarias de petróleo é constituída de uma multiplicidade de áreas de Divisão 1, porém de tamanhos extremamente pequenos e limitados. Tipicamente, são Divisão 1 apenas os espaços compreendidos num raio de 0,5m próximos aos vasos, tanques e torres de resfriamento que contêm material inflamável, facilmente vazado.

8. Uma área de Divisão 2 geralmente limita uma Divisão 1 com área segura. Os arredores de bombas, válvulas de controle, flanges de tubulações são considerados Divisão 2, desde que sejam bem ventilados.

9. As bombas que frequentemente apresentam falhas de selagem, por causa de condições adversas de operação ou do meio ambiente já exigem a classificação de Divisão 1 em suas proximidades.

4.4 INFLAMABILIDADE DOS GASES

Ha' uma grande quantidade de gases e vapores que são capazes de reagir com o oxigênio do ar. Os gases que não se queimam são relativamente poucos e são chamados de inertes. Exemplos de gases inertes: nitrogênio, hélio, dióxido de carbono, vapor d'água e tetracloreto de carbono.

Não ha' combustão quando o gás é puro (100%) ou não ha' gás (0%). Nas condições de gás puro ou ar ambiente puro, a energia de ignição seria infinita ou a velocidade de ignição seria zero. Uma mistura gasosa somente provoca a propagação da chama se sua percentagem de gás estiver acima de um valor mínimo e abaixo de um valor máximo de concentração. Essas percentagens são chamadas de *limite inferior* e *superior de inflamabilidade*, respectivamente.

LIMITES INFLAMABILIDADE PARA GASES E VAPORES

GAS	LEI	LES
Acetileno	2,5%	100%
Acetona	2,6%	12,8
Alcool	2,5%	19,0%
Benzeno	1,3%	7,1%
Butano	1,9%	8,5%
Gasolina	1,4%	7,6%
Gas natural	3,8%	17,0%
Hidrogenio	4,0 %	76,0%
Metano	4,5%	15,0%
Propano	2,2%	9,5%
Querosen	0,7%	5,0%

LEI - Limite explosivo inferior

LES - Limite explosivo superior

ENERGIA MINIMA DE IGNIÇÃO

PRODUTO	ENERGIA (mJ)
Acetileno	0,017
Hidrogenio	0,017
Etileno	0,08
Ciclopropano	0,18
Propano	0,25
Metano	0,30

5. PROVA DE EXPLOÇÃO OU PROVA DE CHAMA

5.1. DEFINIÇÃO E CONCEITOS

A proteção de prova de explosão ou de chama é, possivelmente, o mais comum e facilmente reconhecível método alternativo de proteção aplicado a equipamentos elétricos montados em áreas perigosas.

Nos Estados Unidos é chamado de prova de explosão, na Europa, de prova de chama. Alias, a escolha do nome implica, já, em diferenças de conceitos, embora o resultado final seja equivalente: em ambos os casos há uma proteção efetiva, através do confinamento da explosão no interior do equipamento ou pelo resfriamento da chama quando ela escapa para o exterior.

A definição dada pelo NEC para equipamento a prova de explosão é a seguinte: *equipamento fechado em uma caixa que é capaz de suportar uma explosão de uma mistura gasosa específica que pode ocorrer dentro dela e de evitar a ignição de uma específica mistura gasosa externa e em redor da caixa, através de faísca, chama ou explosão da mistura gasosa interna e que opera em uma temperatura externa de modo que a mistura inflamável externa não entre em combustão por causa dela.*

Esta definição inclui vários critérios e conceitos.

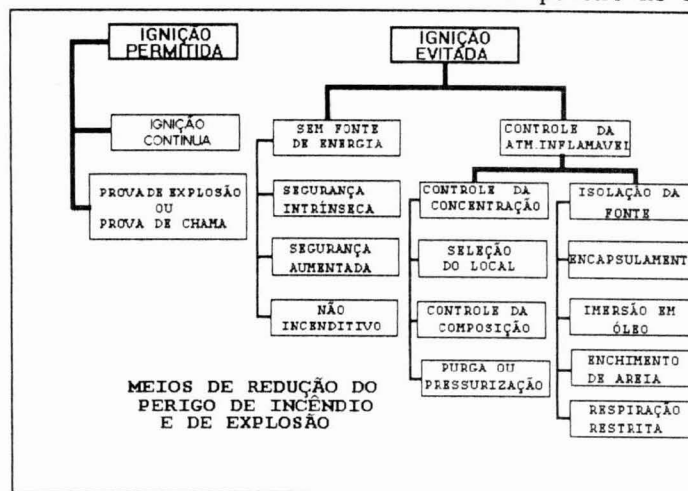
1. O circuito elétrico deve ser envolvido por um invólucro ou caixa (invólucro a prova de explosão).

2. A caixa deve ser capaz de suportar as pressões geradas pela explosão que pode ocorrer no seu interior. Para desempenhar sua função protetora, a caixa a prova de explosão é

caracterizada por uma construção robusta, resistente, contendo materiais apropriados, com tampas rosqueadas ou aparafusadas de modo diferente que o normal, com espaçamentos bem determinados, acabamentos especiais nas superfícies de contato das flanges, volume e formatos adequados, colocação correta do circuito elétrico. O invólucro a prova de explosão ou prova de chama deve conter a explosão sem se danificar ou deformar.

3. Os invólucros a prova de explosão não são vedados à entrada de gases inflamáveis. É permitido e esperado que a mistura gasosa inflamável penetre no interior da caixa, atinja

concentrações perigosas e entre em contato com as fontes de ignição, elétrica ou térmica, constituída pelos circuitos elétricos. Há explosões frequentes no seu interior, porém, são pequenas explosões, confinadas ao interior dos equipamentos e controlada. A proteção à prova de chama ou à prova de



explosão permite o acesso da mistura ar-gas perigosa dentro da caixa, através dos espaços entre suas peças, entradas de conduites, espaçamentos entre eixo e suporte, espaços entre roscas. Os espaçamentos são calculados e projetados especificamente para fazer o resfriamento da chama interna.

4. Há uma explosão ou ignição interna, porém a proteção evita a transferência da ignição para o exterior, resfriando a chama, quando ela se propaga para a atmosfera exterior ao equipamento ou confinando a explosão em seu interior. O que nunca pode haver é uma explosão ou combustão na área externa, que seria catastrófica e incontrolável.

5. Os circuitos elétricos no interior da caixa a prova de explosão são de uso geral e contêm energia elétrica em altos níveis perigosos e suas peças internas podem atingir temperaturas elevadas, também capazes de provocar ignição. Cuidado: a temperatura externa não pode exceder determinado limite estabelecido por normas!

6. O equipamento deve operar de modo que nenhuma temperatura externa possa provocar ignição ou explosão da mistura gasosa externa.

7. A explosão ou ignição deve ser de uma mistura de gas específico com o ar. Não existe uma caixa a prova de explosão que possa ser usada indistintamente em qualquer atmosfera perigosa. Por exemplo, até hoje não foi construída e aprovada uma caixa para uso em Classe I, Grupos A (acetileno). No Brasil, até hoje, ainda não se construiu uma caixa para local de Grupo B (típico de hidrogênio).

8. Finalmente, mas não menos importante, o instrumento continua operando normalmente, sem se danificar e sem alterar seu desempenho. Este ponto é talvez o mais difícil de ser aceito pelo não-especialista, pois há o preconceito de que explosão ou incêndio sempre destrói, danifica, estraga, arrebenta, rompe, produz grande barulho.

Vários fatores devem ser atendidos na construção, montagem e manutenção do equipamento. Todos esses parâmetros que garantem a segurança do equipamento são definidos em normas específicas e diferentes. Como conclusões práticas, a partir dos princípios de funcionamento da proteção de prova de explosão ou prova de chama, tem-se:

1. não é necessário que uma chama se propague através dos espaçamentos para provocar explosão no exterior; basta que o gas queimado chegue ao exterior a uma temperatura superior a temperatura de auto-ignição da mistura exterior.

2. nem toda chama que se propaga ao exterior provocará, necessariamente, a ignição da mistura inflamável exterior.

3. são fundamentais os valores dos espaçamentos e as condições de acabamento das juntas, pois eles são responsáveis pelo resfriamento dos gases, portanto, pela segurança.

O conceito de prova de explosão é aplicado não apenas a instrumentos de controle e comunicação, que manipulam baixo nível de energia, como é aplicado também a motores, geradores, luminárias, caixas de passagem, conectores, chaves, dutos.

5.2. CAIXA OU INVOLUCRO

Obviamente, a caixa do equipamento a prova de explosão protege os circuitos e fiação internos contra estragos devidos aos manuseios mecânicos normais. Além disso, a caixa deve

prover a segurança adicional, pelo fato de estar sendo usada em local perigoso.

5.2.1. MATERIAIS

As caixas a prova de explosão geralmente são metálicas, por exemplo, de ferro fundido, aço ou alumínio. Como as normas não exigem que devam ser necessariamente de metal, também podem ser de cerâmica, resinas, poliéster reforçado com fibra de vidro e outros plásticos, que apresentam vantagens relacionadas com resistência à corrosão e peso leve. O problema apresentado pelo uso de materiais não metálicos se relaciona com a dificuldade de manter a continuidade do terra, o ataque de solvente e a eletricidade estática.

As caixas a prova de explosão podem conter portas de vidro ou material transparente, desde que sejam resistentes a testes de impacto específicos e tenham dimensões limitadas.

5.2.2. RESISTENCIA

As caixas devem ser resistentes, capazes de suportar, sem ruptura ou deformação permanente, um teste hidrostático de quatro vezes a pressão máxima que é desenvolvida dentro da caixa, durante um teste real de explosão. Câmaras de pressão típicas de 75 a 150 psig são comuns. Como não é e nem pode ser hermeticamente fechada, uma caixa a prova de explosão funciona normalmente à pressão atmosférica, tanto fora como no interior.

Os testes para caixas a prova de explosão são feitos com a mais alta pressão provável nas condições de explosão, considerando o tipo (Grupo) da mistura inflamável e a fiação. Os testes consideram e incluem a propagação da pressão ("pressure-piling").

5.2.3. TAMANHO DA CAIXA

O tamanho da caixa é importante. Quando todos os outros parâmetros são idênticos, uma caixa pequena é mais segura que uma caixa grande.

Também o formato da caixa, esférico, quadrado ou retangular, influi na segurança da caixa a prova de explosão. Formatos que podem provocar turbulências nos gases de escape são mais seguros, pois, com a turbulência, o resfriamento é mais eficiente.

Quando o formato da caixa é comprido, e a fonte é localizada a distância do espaçamento de escape de gases, os gases queimados são resfriados substancialmente pela longa extensão de paredes, tornando a caixa mais segura.

Ha' exigencias de espessura minima para as caixas usadas em equipamentos a prova de explosão, que dependem do material usado e do metodo de fabricação, com o objetivo de fornecer um grau de proteção contra queima ou temperaturas externas elevadas.

5.2.4. ESPAÇAMENTOS

Quanto mais perigoso for o equipamento, menor deve ser o espaçamento para o escape de gases. Quando todos os parametros são mantidos constantes, a mesma caixa com menor espaçamento e' mais segura que aquela com maior espaçamento. A atmosfera mais perigosa exige espaçamentos menores para o escape de gases.

Tipicamente, para caixa com volume menor que 100 cm^3 o espaçamento e' de 6mm.

5.2.5. FUROS

Em principio, os gases quentes da explosão interna so' devem sair atraves dos espaçamentos normalizados entre flanges. Qualquer outro furo ou buraco deve ser evitado. Os furos na caixa para colocação da plaqueta de identificação devem ser fechados por solda ou rebite. Furos para fixação dos mecanismos devem rosqueados e não podem ter menos que 5 filetes completos de rosca. Parafusos removiveis não podem nunca transpassar a parede da caixa. A espessura metalica no fim do furo do parafuso deve ser maior que 1/3 do diametro do furo.

E' permissivel a entrada para cabo ou conduite. O tipo mais comum de junta e' a rosca, usada em sistemas de conduites para a fiação eletrica, em tampas redondas e plugs. Para fins de proteção a prova de explosão, a rosca e' muito eficiente, pois ela não se abre quando submetida às condições de explosão e apresenta uma longa trajetoria para a chama, esfriando-a eficazmente. Todas as conexoes devem ser projetadas para permitir 5 filetes de rosca (ABNT sugere 6), comprimento total da conexão igual ou maior que 5 mm, para caixas menores que 100 cm^3 ou 8mm, para caixas maiores que 100 cm^3 de volume.

Por causa do fenomeno de acumulo de pressão, todos os conduites devem ser selados. Não deve haver união, conexão ou caixa de acoplamento no conduite entre o selo e ponto em que o conduite deixa a area perigosa. Os cabos e condutores eletricos tambem devem ser selados, a não ser que sejam incapazes de transportar gases.

Quando se usam parafusos para fixação de tampas ou flanges, as normas estipulam o numero

e a distancia minimos. E o furo do parafuso não deve ser considerado como trajetoria da chama e por isso não deve ser maior que o diametro de parafuso alem de $0,045''$.

5.3 VANTAGENS E DESVANTAGENS

Os equipamentos a prova de explosão custam muito mais para o usuario comprar e montar do que os equipamentos de uso geral. Assim, e' desejavel projetar uma instalação de modo seguro, mas com o minimo necessario de equipamento a prova de explosão. Isto e' feito com bom senso, a partir da classificação de area, localização do equipamento e escolha de outras proteções alternativas mais economicas. Quanto maior um equipamento, menos provavel e' que ele seja disponivel na versão a prova de explosão.

As principais vantagens da proteção a prova de explosão-prova de chama são as seguintes:

1. permite aparatos faiscadores e manipulando altos niveis de energia em areas perigosas.

2. a maioria das pessoas pensa que entende como a proteção funciona.

As desvantagens e limitações são:

1. ninguem sabe como ela funciona mas obviamente ela funciona,

2. o projeto mais antigo da caixa era dificil para prova de tempo,

3. não e' permitido o serviço em operação sem a certeza da ausencia do gas,

4. as caixas tendem a ser grandes e pesadas,

5. as conexoes especiais são necessarias,

6. os erros de instalação ou as falhas são perigosas.

7. a integridade da segurança pode ser perdida com o tempo, com a manutenção inadequada e com a corrosão dos materiais.

6. SEGURANÇA INTRINSECA

A segurança intrinseca e' uma tecnica alternativa de proteção, aplicada a instrumentos de controle e de comunicação, que manipulam baixo nivel de energia eletrica e termica, que evita a explosão ou incendio, pelo cuidado especial da fonte de ignição. E' um conceito intimamente associado a limitação da energia fornecida e armazenada na area perigosa.

O conceito generico de segurança intrinseca e' extremamente simples, porem os detalhes de

aplicação são complicados. Para a aplicação prática do conceito devem ser atendidas três questões:

1. qual a energia necessária para causar a ignição,
2. como é definida a atmosfera perigosa,
3. o que é condição anormal de operação.

6.1 AREA PERIGOSA

Para o sistema intrinsecamente seguro, área perigosa tem o mesmo significado geral: local em que há ou é esperado haver misturas explosivas ar e gás combustível em quantidades que exijam precauções especiais para a construção e uso de aparatos elétricos. Quanto a definição de atmosfera perigosa ou o nível de perigo apresentado pela atmosfera inflamável, o ponto de partida é a classificação da área: Classe, Grupo e Zona-Divisão.

O instrumento com certificação de segurança intrínseca deve ter aprovação específica para determinada área. O certificado determina e limita o uso do equipamento aprovado para determinada Classe e Grupo. A técnica de segurança intrínseca é uma das poucas proteções que pode ser usada em locais de Zona 0.

6.2. CONCLUSÃO

Como resultado de sua longa evolução, a segurança intrínseca finalmente atingiu a sua maturidade, quando um maior entendimento levou às importantes simplificações:

1. todas as autoridades de certificação concordam que os dispositivos simples, que não geram e nem armazenam energia elétrica significativa, podendo ser usados sem certificação. Os sensores tipo RTD, termopar, células de carga, LEDs, fotocélulas, chaves podem ser usados livremente, sem aprovação, desde que ligados à barreira apropriada.

2. CENELEC aboliu sua exigência para um fator adicional de segurança para circuitos empregando chave em Zona 0 (1984).

3. Todas as autoridades de certificação adotam agora o enfoque simplificado e direto, que possibilita ao usuário montar sistemas de segurança a seu gosto, usando equipamentos de qualquer fabricante, desde que eles tenham os parâmetros elétricos críticos em valores compatíveis com as exigências da barreira de energia. Até então, os sistemas deviam ser certificados como um sistema global, de modo

inflexível e restritivo. Como conclusão final, certamente a segurança intrínseca continuará a substituir a técnica de prova de explosão-chama para a medição e controle.

TIPOS DE PROTEÇÃO PARA EQUIPAMENTOS ELETRICOS

TIPO DA PROTEÇÃO	Ex IEC	NBR	EUA
Uso geral	79-0	9518	NEC
Prova de explosão ou prova de chama	d 79-1	5363	UL 698/886
Segurança aumentada	e 79-7	9883	NÃO RECONHECIDA
Segurança intrínseca	i 79-11	8446 8447	NFPA 493 UL 913
Hermeticamente selado	h 31-36		FM 3610
Encapsulamento (Potting)	m 79-5		EN 50017
Não-incenditivo (Não-acendível ou Não-fiscador ou No-sparking)	n 31-49		
Imersão em óleo	o 79-6	8601	UL 698
Pressurização	p 79-2 169 79-13		NFPA 496 ISA S 12.4
Enchimento de areia (Sand filled ou Powder filled)	q 79-5		NÃO RECONHECIDA
Especial	s		
Placa protegida	ARMAZENAMENTO DE BATERIAS (Plate protected)		
Respiração restrita (Restrict Breathing)			Norma suíça BS 4137
Instalação	79-14 158		NFPA 70 ISA RP 12.6