PETROBRAS	NORMA DE PROJETO	N°: EG - 80/01
	CLIENTE: AB/RE - UN - REGAP	FOLHA: 1 de 106
	PROGRAMA:	
	ÁREA:	
REGAP	TÍTULO: CRITÉRIOS PARA PROJETO DE INSTRUMENTAÇÃO	

ÍNDICE DE REVISÕES

REV	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS
0	Emissão inicial
P	**Revisadas fls. 59 e 60 item 9.2.4 conforme negrito**
B	Revisão geral fl. 06
C	Revisadas fls. 18,19, 22, 24, 27, 28, 29 e 38 conforme comentários do Cenpes/Diprom/Suproj
D	Revisados itens 6.2.2, 6.3.2, 6.5.4, 6.6.3.5 e 6.6.4 fls. 19, 22, 28, 33, 34 e 36 respectivamente
E	Revisão geral
F	Criação da versão em inglês – revisão para adequação àquela versão
G	Inserido tipo de sinal discreto rápido – SER (letra "R") e EG-84/01 – Fls. 4, 11, 42, 43 e 58
H	Revisão geral para adequação às novas tecnologias e metodologias de trabalho
I	Revisão geral para desmembramento desta EG em outras com assuntos mais específicos de projeto gerando as novas EG's 80/04 e 05, 81/01 a 04, 86/01, 87/01 e 89/01. Retirada grade de revisão por folha.
J	VIP – Normas e Especificações – Empreendimento Carteira de Gasolina
K	VIP – Normas e Especificações – Empreendimento Carteira de Gasolina
L	VIP – Normas e Especificações – Empreendimento Carteira de Gasolina – Retirada a observação "***DEVIDO A REVISÃO "I" TER ALTERADO SUBSTANCIALMENTE ESTA EG, A VERSÃO EM INGLÊS ESTÁ INVALIDADA***" desta página (1/98), pois, foi ***REVALIDADA A VERSÃO EM INGLÊS-*** e revisados os itens 4.2, 5.1.2, 5.1.3, 6.5.9, 8.2, 8.4, 9.2.6, 11.8 e 11.10
M	**V**alue **I**mproving **P**ractices (VIP)– Normas e Especificações – Empreendimento Carteira de Gasolina – Revisados itens: 4.2, 5.1.2, 5.1.3, 6.1.17, 6.1.21, 6.4.5, 6.4.9.1, 6.5.4, 6.5.6, 6.5.9, 6.6.1, 6.6.2, 7.1.3, 7.1.5, 7.1.6, 7.1.9, 7.1.11 a 7.1.16, 7.2, 7.2.1.1, 7.2.3.1, 7.4.1 a 7.4.3, 8.1, 8.2, 8.3, 8.5, 8.8, 8.11, 8.18, 8.29, 8.30, 8.31 a 8.34, 9.2.2 a 9.2.5, 10.30, 11.5,11.9, 11.12 e 11.13 Item 4.3 Painel de Interface de Comunicação cancelado deste critério e transferido para a EG-89/01 Itens 8.7, 10.10 e 10.11(contemplados até a Rev.L) - Diagrama de Controle de Processo - excluído desta norma
N	Revisados itens: 2.2, 4.2.1 a 4.2.4, 5.1.4, 6.1.14, 6.2.7, 6.2.10, 6.2.11, 6.2.16, 6.3.4 a 6.3.7, 6.4.7, 6.4.9, 6.4.15, 6.5.13, 6.6.1, 6.6.2, 6.6.3, 7.1.2, 7.1.3, 7.1.6, 7.1.15, 7.1.17, 7.1.18, 7.2, 7.2.1, 7.2.2, 7.4.1, 7.4.2, 7.4.3, 8.2 a 8.10, 8.12 a 8.20, 8.22, 8.28 a 8.33, 9.2.4, 9.2.6, 10, 10.1, 10.2.1 a 10.2.22, 10.3.1, 10.3.3, 11.5, 11.9, 11.11 **PENDÊNCIAS** 1- Sistema de Geração de Documentos de Projeto que deverá substituir SGL (Sistema de Gerenciamento de Listas) e GFD (Gerenciador de Folha de Dados). Ver item 8.1 2- Diretrizes FOUNDATION FIELDBUS incluindo critérios de projeto, critérios de instalação e documentação 3- Critérios para instalação com segurança intrínseca. **QUALQUER ALTERAÇÃO NESTA NORMA IMPLICA EM REVISÃO NA VERSÃO EM INGLÊS**

	REV. 0	REV. I	REV. J	REV. K	REV. L	REV. M	REV. N	REV. P	REV. H
DATA	20/10/97	25/10/02	02/09/05	17/02/06	13/07/06	06/02/07	29/02/08	**12/03/09**	14/08/01
PROJETO			EM	EM	EM	EM	EM		
EXECUÇÃO	ITAMAR/CURY	CURY	ROSANGELA	ROSANGELA	ROSANGELA	ROSANGELA	ROSANGELA	**Sandra**	CURY
VERIFICAÇÃO	SEAUT	CURY	RAQUEL	DIOGO	DIOGO	DIOGO	DIOGO	**LETÍCIA**	CURY
APROVAÇÃO	SEAUT	EN	GASTÃO	GASTÃO	GASTÃO	GASTÃO	GASTÃO	**EN**	EN

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.

ÍNDICE

1. OBJETIVO 5
2. GERAL 5
2.1. Normas, Códigos e Padrões aplicáveis 5
2.2. Unidades 5
2.3. Símbolos Gráficos 5
3. ABRANGÊNCIA DO SISTEMA DE CONTROLE E TIPO DE INSTRUMENTAÇÃO 6
3.1. Instrumentação de Campo 6
3.2. Sistema de Controle 6
3.3. Unidade de Interface com Processo e Controle (UIPC) 7
3.4. Unidades de Interface com o Operador (UIO) 7
3.5. Redes de Campo 7
3.5.1 HART 7
3.5.2 MODBUS 8
3.5.3 Outras Redes de Campo 8
4. CASA DE CONTROLE E PAINÉIS 8
4.1. Geral 8
4.2. Painéis de Instrumentação 9
4.2.1 Painéis instalados nas Casas de Controle Locais (CCL's) 9
4.2.2 Painéis de Campo 9
4.2.3 Painéis instalados nos Postos de Transformação (PT's) 9
4.2.4 Características Principais 9
5. SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO ELÉTRICA E PNEUMÁTICA 11
5.1. Alimentação de Energia Elétrica 11
5.1.1 Critérios de Alimentação Elétrica para Unidades Existentes 11
5.1.2 Critérios de Alimentação Específicos para novos Empreendimentos 11
5.1.3 Unidades Pacote ou Sistemas Dedicados para novos Empreendimentos 12
5.1.4 Critérios para Alimentação em 127 Vca no Campo 13
5.2. Sistema de Alimentação Pneumática 14
6. CRITÉRIOS BÁSICOS PARA SELEÇÃO DE INSTRUMENTOS E VÁLVULAS DE CONTROLE 14
6.1. Geral 14
6.2. Medição de Temperatura 16
6.3. Medição de Pressão 17
6.4. Medição de Nível 18
6.5. Medição de Vazão 20
6.6. Válvulas 22
6.6.1 Válvulas de Controle 22
6.6.2 Válvulas Motorizadas 25
6.6.3 Válvulas de Isolamento de Inventário 25
6.6.4 Válvulas de Despressurização de Unidade 26
7. CRITÉRIOS PARA INSTALAÇÃO DE INSTRUMENTOS 27
7.1. Linhas de Impulso 27
7.2. Instalação de Instrumentos em Serviços Críticos ou Perigosos 29
7.3. Montagem de Instrumentos 32
7.4. Instalação Elétrica 33
7.4.1 Geral 33
7.4.2 Instalação de Cabos Óticos 34
7.4.3 Materiais 35
7.5. Critérios de Folga para Materiais de Instrumentação 38
7.6. Aterramento 38
7.7. Montagem de Conectores, Cabos, Identificadores e Alicates 38
7.8. Teste de Malhas 39
7.9. Sistema de Detecção de Gás e Incêndio 39
8. DOCUMENTAÇÃO DE PROJETO A SER APRESENTADA PARA IMPLEMENTAÇÕES COM INSTRUMENTAÇÃO CONVENCIONAL 40

8.1. Geral 40
8.2. Fluxogramas de Engenharia 40
8.3. Lista de Instrumentos 42
8.4. Lista de Equipamentos de Instrumentação 42
8.5. Diagrama Lógico 43
8.6. Diagrama Funcional 44
8.7. Lista de Rearranjo 44
8.8. Diagrama de Interligação 44
8.9. Diagrama de Malhas 45
8.10. Lista de Ajustes e Alarmes 45
8.11. Lista de Entradas e Saídas 46
8.12. Planta de Instalação Pneumática 46
8.13. Planta de Instalação Elétrica 47
8.14. Lista de Cabos de Instrumentação 48
8.15. Diagrama Unifilar de Alimentação Elétrica (quadro de carga) 48
8.16. Detalhes de Instalação Elétrica 49
8.17. Detalhes de Instalação Pneumática 49
8.18. Detalhes de Instalação ao Processo 50
8.19. Detalhes de Suportação 50
8.20. Detalhes Gerais de Montagem 51
8.21. Folha de Dados 51
8.22. Memorial de Cálculo 51
8.23. Especificações de Compra 51
8.24. Parecer Técnico 52
8.25. Memorial Descritivo de Construção e Montagem 52
8.26. Memorial Descritivo para Serviços de Manutenção em Válvulas de Segurança 52
8.27. Filosofia de Interligação do Sistema de Controle 53
8.28. Matriz de Causa e Efeito 53
8.29. Planta Geral de Encaminhamento 53
8.30. Lista de Cabos de Rede 54
8.31. Mapa de Carregamento SDCD 55
8.32. Mapa de Carregamento SIS 55
8.33. Mapa de Carregamento Industrial IT 55
8.34. Típicos de Ligação 56
9. NORMAS APLICÁVEIS 57
9.1. Geral 57
9.2. Principais Normas Aplicáveis 57
9.2.1 Normas Regulamentadoras do Ministério do Trabalho 57
9.2.2 INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia e Qualidade Industrial 57
9.2.3 Normas Brasileiras 58
9.2.4 Normas Corporativas (Nortec) 59
9.2.5 Normas Internacionais 61
9.2.6 Critérios de Projeto Regap 64
10. FORMULÁRIOS E LEGENDAS PARA DESENHOS E DOCUMENTOS TÉCNICOS 65
10.1. Geral 65
10.2. Formulários Específicos 66
10.2.1 Diagrama Lógico – Simbologia 66
10.2.2 Diagrama Lógico (exemplo) – Folha Interna – Formato A3 67
10.2.3 Diagrama Funcional – Simbologia 68
10.2.4 Diagrama Funcional – Folha Interna 69
10.2.5 Diagrama de Malha – Simbologia 70
10.2.6 Diagrama de Malha – Folha Interna 71
10.2.7 Detalhes de Instalação Índice - Geral 72
10.2.8 Detalhes de Instalação Elétrica – Capa 73
10.2.9 Detalhes de Instalação Elétrica – Folha Interna 74
10.2.10 Detalhes de Instalação Pneumática – Capa 75

10.2.11 Detalhes de Instalação Pneumática – Folha Interna 76
10.2.12 Detalhes de Instalação ao Processo – Capa 77
10.2.13 Detalhes de Instalação ao Processo – Folha Interna 78
10.2.14 Detalhes de Suportação – Capa 79
10.2.15 Detalhes de Suportação – Folha Interna 80
10.2.16 Lista de Instrumentos 81
10.2.17 Lista de Rearranjo – Lado A 82
10.2.18 Lista de Rearranjo – Lado B 83
10.2.19 Lista de Cabos de Rede 84
10.2.20 Lista de Cabos de Instrumentação 85
10.2.21 Matriz de Causa e Efeito 86
10.2.22 Mapa de Carregamento SDCD 87
10.2.23 Mapa de Carregamento SIS 88
10.2.24 Mapa de Carregamento Industrial IT 89
10.3. Lista de Códigos de Tipos / Funções 90
10.3.1 Para Localização de Instrumentos ou Funções 90
10.3.2 Para Instrumentos 90
10.3.3 Para Sistemas 93
11. ANEXOS 94
11.1. Arquitetura do Sistema INFI 90 94
11.2. Arquitetura do Sistema do Coque 95
11.3. Arquitetura do Sistema do UHDT 96
11.4. Arquitetura Atual 97
11.5. Arquitetura Geral Industrial IT – Carteira de Gasolina e Cogeração 98
11.6. Fluxo de informações nas Casas de Controle Local – CCL's para Unidades Existentes 99
11.7. Fluxo de informações na Casa de Controle Local – CCL 14 UGH/ HDT Diesel 100
11.8. Filosofia do Sistema de Alimentação Elétrica para as Unidades Existentes 101
11.9. Filosofia do Sistema de Alimentação Elétrica para as Novas Unidades 102
11.10. Sistema de Despressurização de Unidades Operacionais 103
11.11. Válvula de Isolamento de Inventário – Típico de Interligações 104
11.12. Representação em Fluxogramas de Engenharia para Posicionadores FF 105
11.13. Representação em Fluxogramas de Engenharia para Instrumentos FF, PES, Remotas E/S 106

1. OBJETIVO

1.1. Este documento visa determinar as premissas e requisitos básicos a serem seguidos no detalhamento de Instrumentação e Sistemas de Controle a serem implantados em Unidades de Processo, Utilidades e Transferência de Produtos na Refinaria Gabriel Passos – UN-REGAP.

2. GERAL

2.1. Normas, Códigos e Padrões aplicáveis

Todas as normas, códigos e padrões aplicáveis ao projeto de instrumentação estão relacionados no Item 9. A última revisão ou edição deverá ser utilizada, salvo quando houver indicação em contrário.

2.2. Unidades

Deverá ser adotado o Sistema Internacional de Unidades (SI), exceto para as variáveis indicadas a seguir:

Pressão - kgf/cm^2 (manométrica)

Pressão - kgf/cm^2 ABS (absoluta)

Vácuo - mmca

Temperatura - ºC

Vazão - m^3/h(líquidos)

- t/h (vapor)

- Nm^3/h (gás)

Sinal Pneumático - psi

Em casos especiais, poderá ser adotado ainda o Sistema Inglês de Unidades, tais como: diâmetro de tubos, válvulas, etc.

2.3. Símbolos Gráficos

A simbologia a ser utilizada no desenvolvimento do projeto deverá estar de acordo com as Normas listadas a seguir:

N-58 - Símbolos Gráficos para Fluxogramas

ISA 5.1 - Simbologia e Identificação de Instrumentos

N-898 - Símbolos Gráficos e Designação para Esquemas Elétricos

EG-80/03 - Simbologia e Identificação para Plantas de Instrumentação

3. ABRANGÊNCIA DO SISTEMA DE CONTROLE E TIPO DE INSTRUMENTAÇÃO

3.1. Instrumentação de Campo

Toda a instrumentação deverá ser do tipo microprocessada, com indicação local.

Deverá ser evitado ao máximo o uso de controles pneumáticos locais, em função do sistema de controle utilizado atualmente e das novas tecnologias que serão implantadas.

Toda instrumentação para a planta deverá ser selecionada com base em informações de catálogos dos fabricantes, literatura especializada e experiência do desempenho dos instrumentos em aplicações similares. A lista de fornecedores ("Vendor List") deverá ser obedecida.

Os instrumentos deverão ser selecionados de forma que se permita uma padronização de componentes, possibilitando um intercâmbio maior entre eles, simplificando os serviços e reparos, além de menor número de sobressalentes.

3.2. Sistema de Controle

A filosofia a ser adotada será de um Sistema Digital de Controle Distribuído (SDCD), que coletará os dados de cada unidade de planta, executará a lógica de controle e atuará no processo.

As unidades de processo deverão ser operadas a partir de um Centro Integrado de Controle (CIC), o qual deverá atender a todas as instalações da Refinaria e onde estarão localizadas as Unidades de Interface com o Operador (UIO's) e as Unidades de Interface de Controle (UIC's).

A instrumentação de campo será interligada às Casas de Controle Locais (CCL's) onde estarão localizadas as Unidades de Interface do Processo e Controle (UIPC's) e onde serão feitas as interligações com o SDCD.

A REGAP utiliza SDCD de dois fornecedores ABB e Emerson. O SDCD da Emerson é empregado apenas na Unidade de Coqueamento Retardado da REGAP. O restante dos processos, utilidades, incluindo sistema elétrico, e transferência e estocagem são de fornecimento da ABB.

Nesta norma será dado ênfase ao SDCD de fornecimento da ABB que se constitui no principal sistema de controle da REGAP. A interligação dos dispositivos do SDCD nas CCL's e no CIC é feita, no caso do sistema INFI90, e Harmony, através de uma Via de Comunicação de Dados (VCD) em fibra ótica, ligada em anel, com redundância e seguindo caminhos distintos.

O SDCD é ligado a um Computador de Processo, através de uma via de Comunicação de Dados, visando à otimização operacional, otimização do controle e o gerenciamento da planta.

A nova versão do SDCD ABB, identificada neste documento como ABB IT utiliza rede ETHERNET para a função de Via de Comunicação de Dados (VCD). Esta VCD é redundante, em fibra ótica para interligação a partir da CCL com CIC e com

equipamentos instalados fora da CCL. A VCD deve seguir dois caminhos distintos com separação mínima de 100m. As duas vias redundantes deverão estar em entradas opostas no CIC e nas CCL's. Atenção deve ser dada a especificação dos equipamentos que compõe a rede e a fibra ótica. A norma IEC 802 deverá ser seguida para a instalação do sistema. A rede instalada deverá ser tolerante a primeira falha.

3.3. Unidade de Interface com Processo e Controle (UIPC)

As Unidades de Interface com Processo e Controle serão constituídas basicamente por Unidade de Controle (PCU's), possuindo módulos de interface com o campo (I/O's), módulos processadores e de comunicação, todos alojados em gabinetes padronizados.

As UIPC's do SDCD ABB IT são constituídas por controladores e módulos de interface com o campo, incluindo módulos de interface com redes de campo. A comunicação com consoles e outros equipamentos de supervisão é feita através da interface ETHERNET do próprio controlador.

3.4. Unidades de Interface com o Operador (UIO)

A interface com o operador será efetuada através de Estações de Operação, onde o operador estabelecerá os comandos através de um teclado funcional ou outro periférico e receberá as informações através de monitores de vídeo, que proporcionarão uma visualização total do processo em tempo real.

As estações serão configuradas para controlar apenas o processo definido para sua operação.

A arquitetura do sistema está mostrada no anexo 11.1

3.5. Redes de Campo

3.5.1 HART

Toda a instrumentação analógica convencional deverá possuir comunicação digital sobreposta ao sinal de 4 a 20 mA, conforme definido pela "Hart Communication Foundation" - HCF, doravante denominada apenas HART.

O SDCD IT da ABB possui ferramenta nativa de configuração e parametrização de protocolo HART, e o software de supervisão será da própria ABB.

Todos os instrumentos deverão utilizar apenas DDs (Device Description) certificados pela HCF.

Os dispositivos HART deverão ser testados e certificados pelo fabricante do equipamento de supervisão, neste caso o SDCD IT da ABB.

A comunicação HART dos instrumentos conectados ao PES será feita por terminação própria para captura das informações digitais. As terminações deverão ser interligadas via rede RS-485 e enviadas para o SDCD (Gerenciamento de ativos).

Apenas instrumentos com proteção contra alteração remota da configuração HART poderão ser utilizados no SIS.

3.5.2 MODBUS

A comunicação via MODBUS deverá estar de acordo com os critérios definidos pela organização MODBUS IDA.

O SDCD IT da ABB possui driver de comunicação MODBUS, devendo ser o SDCD IT o mestre desta comunicação quando usada para troca de dados com outros sistemas.

O fornecedor de outros sistemas que se comuniquem com o SDCD IT deverá apresentar documento da ABB confirmando o funcionamento desta comunicação, bem como informando as restrições com respeito a funções implementadas, número máximo de registros ou dados suportados, por tipo.

A comunicação entre o SDCD IT e dispositivos MODBUS deverá ser por meio de rede multidrop redundante EIA RS-485. O endereço de cada nó da rede deverá ser definido durante o projeto de detalhamento.

3.5.3 Outras Redes de Campo

As redes FOUNDATION FIELDBUS e PROFIBUS serão tratadas em Especificações Técnicas próprias até a consolidação da tecnologia através do uso.

4. CASA DE CONTROLE E PAINÉIS

4.1. Geral

Os critérios seguintes deverão ser adotados em complementação àqueles definidos no item 6 da Norma PETROBRAS N-1882.

As Casas de Controle Locais (CCL's) deverão possuir Sistema de Detecção de Fumaça, com alarmes, inclusive de falhas no sistema de supervisão da Unidade (ex: SDCD)

A instalação elétrica (eletrodutos, caixas, etc) do Sistema de Detecção de Fumaça deverá ser aparente e pintada na cor vermelha.

A verificação da necessidade de SPDA (Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica) deverá ser feita pela equipe de projeto de Elétrica, que também será responsável pela sua implementação.

O piso de acabamento das salas de equipamentos deverá ser do tipo elevado, modular e removível para acesso aos cabos.
A entrada de cabos na casa de controle local deverá ser subterrânea, através de "manholes", com eletrodutos metálicos em envelope de concreto.

Na Casa de Controle Local (CCL), todo o cabeamento deverá ser lançado sob o piso elevado e deverá estar identificado e acomodado em bandejas.

4.2. Painéis de Instrumentação

Os principais painéis de instrumentação utilizados nas instalações padrão da Regap são:

4.2.1 Painéis instalados nas Casas de Controle Locais (CCL's)

a) Painéis de Rearranjo
b) Painéis do SDCD e das remotas INFI 90 / RIO e Industrial IT ABB 800XA
c) Painéis do PES (Programmable Electronic System)
d) Painéis de Relés
e) Painéis de Unidades Pacote
f) Painéis Auxiliares
g) Painéis de Distribuição de Alimentação
h) Painéis de Interfaces de Comunicação
i) E outros que se fizerem necessários de acordo com as definições de arquitetura do sistema

4.2.2 Painéis de Campo

a) Painéis de Comando de Unidades Pacote
b) Painéis de Queimadores
c) Painéis de Modems de Comunicação
d) Remotas de E/S do SDCD
e) E outros que se fizerem necessários (Exemplo: Painéis para Analisadores em Linha)

4.2.3 Painéis instalados nos Postos de Transformação (PT's)

a) Painéis Interligação – CCM
b) Remotas de E/S

4.2.4 Características Principais

4.2.4.1 Para as unidades existentes os painéis e transformadores para alimentação elétrica da instrumentação e as UPS's deverão ser instalados preferencialmente em sala separada dentro da CCL, denominada sala elétrica.
A CCL deverá incluir também uma sala de baterias.

4.2.4.2 Para os novos empreendimentos os painéis, transformadores, UPS's e banco de baterias deverão ser instalados no PT.

4.2.4.3 Os painéis de distribuição de alimentação elétrica, nos níveis de tensão 127 Vca confiável, 127 Vca normal e 120Vcc para as unidades existentes deverão ser projetados e adquiridos pela equipe de projeto de Elétrica.

4.2.4.4 Deverá ser projetado um painel de distribuição de alimentação em 127 Vca Confiável dedicado instalado na CCL para o sistema CFTV.

4.2.4.5 Deverá também ser projetado um painel de interface ótica (DIO) dedicado para o Sistema de CFTV.

4.2.4.6 O painel Interligação – CCM deverá ser instalado no PT, porém, deverá ser especificado e adquirido pela equipe de projeto de Instrumentação.

4.2.4.7 A Lista de Cargas deverá ser emitida pela equipe de projeto de Instrumentação, bem como a definição da filosofia de distribuição de alimentação elétrica.

4.2.4.8 Caberá à equipe de Elétrica a emissão do Diagrama Unifilar de Alimentação para Instrumentação, atendendo a todas as exigências da NR-10.

4.2.4.9 Os painéis auxiliares que se fizerem necessários para alimentação em 24 Vcc, deverão ser projetados pela Instrumentação.
Estes painéis abrigam unidades eletrônicas do tipo fontes, distribuidores, monitores, conversores, isoladores de sinal, etc.

4.2.4.10 Para sistemas com alimentação independente os sinais deverão ser isolados. Além da isolação entre os sinais de entradas e saídas é requerida isolação entre entrada e alimentação e saída e alimentação.

4.2.4.11 Os painéis de instrumentação, inclusive de campo, deverão possuir duas alimentações em 127 Vca, dimensionadas para carga total (Confiável A e B).

4.2.4.12 Os transformadores para alimentação da instrumentação deverão ser projetados para instalação abrigada, tipo secos e com “Blindagem Eletrostática”.

4.2.4.13 Para fluxo de informações nas casas de controle existentes, incluindo interfaces com o campo e demais sistemas ver o anexo 11.6.

4.2.4.14 Para o fluxo de informações nas casas de controle das unidades UGH/ HDT de Diesel ver o anexo 11.7.

4.2.4.15 As especificações para compra de painéis de instrumentação com componentes eletro-eletrônicos que serão instalados na Casa de Controle Local (CCL) deverão solicitar a previsão de espaço físico na tampa superior interna para a instalação de um detector de fumaça. Esta exigência se aplica também aos painéis de instrumentação fornecidos em unidades pacote.
O projeto de detalhamento deverá fazer a aquisição, instalação e interligação destes detectores de fumaça.
No caso de Casa de Controle Local (CCL) existente, os novos detectores deverão ser integrados ao sistema de detecção existente.

5. SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO ELÉTRICA E PNEUMÁTICA

5.1. Alimentação de Energia Elétrica

Os critérios seguintes deverão ser adotados em complementação àqueles definidos no item 7.2 da Norma PETROBRAS N-1882.

Os dispositivos elétricos deverão possuir certificado do INMETRO, de acordo com a Portaria 83 de 03 de abril de 2006, quando instalados em área classificada.

5.1.1 Critérios de Alimentação Elétrica para Unidades Existentes

Os níveis de tensão aplicáveis na instrumentação são:

a) 127 Vca Confiável

b) 127 Vca Normal (anteriormente definida como Não Confiável)

c) 120 Vcc Confiável

O suprimento de energia em 127 Vca – Confiável é feito através de UPS (retificador, banco de baterias, inversor e chave estática), que garantem o fornecimento de carga nominal por um período de “2 horas” , em caso de falha do sistema elétrico.

O Sistema Ininterrupto de Potência (UPS) é especificado e adquirido de forma integrada (retificador, inversor, chave estática e banco de baterias).

O suprimento de energia em 127 Vca – Normal é feito através de transformador tipo seco com “Blindagem Eletrostática”.

O suprimento de energia em 120 Vcc – Confiável, é feito através de Retificador e Banco de Baterias, que garantem o fornecimento nominal por “2 horas”.

A distribuição dos níveis de tensão 127 Vca e 120 Vcc é feita através de painéis de distribuição de alimentação, instalados nas Casas de Controle Locais (conforme item 4 deste critério), que prevêem alimentadores independentes para painéis e instrumentos a 4 fios.

As válvulas solenóide, bem como chaves de processo, botoeiras e chaves fim de curso instaladas em unidades existentes são alimentadas em 120 Vcc (SIS em 120 Vcc).

Para as unidades existentes ver o anexo 1.1.

Para projetos de melhorias e ampliações de unidades de processo existentes deverá ser verificada a tensão de alimentação da unidade.

5.1.2 Critérios de Alimentação Específicos para novos Empreendimentos

Os níveis de tensão aplicáveis são:

a) 127 Vca Confiável A

b) 127 Vca Confiável B

c) 127 Vca Auxiliar

O suprimento de energia em "127 Vca – Confiável A e B" deverá ser feito através de UPS (retificador, banco de baterias, inversor e chave estática), que deverão garantir o fornecimento de carga nominal por um período de "2 horas" , em caso de falha do sistema elétrico.

O Sistema Ininterrupto de Potência (UPS) deverá ser especificado e adquirido de forma integrada (retificador, inversor, chave estática e banco de baterias).

O Sistema de CFTV deverá ser alimentado em 127 Vca – Confiável.

O suprimento de energia em 127 Vca para o Quadro de Distribuição Auxiliar deverá ser feito através de transformador tipo seco com "Blindagem eletrostática". Este Quadro de Distribuição terá a finalidade de alimentar, caso necessário, ventilação, tomadas e iluminação no interior de painéis de instrumentação instalados na CCL ou no campo.

O suprimento de energia em 24 Vcc deverá ser feito através de fontes de alimentação redundantes (sendo que uma fonte terá alimentação do 127 Vca Confiável A e a outra do 127 Vca Confiável B) instaladas em painéis auxiliares ou painéis dedicados de instrumentação, de forma que cada fonte possa suprir a carga total do painel com chaveamento automático em caso de falha e alarme. As fontes de alimentação deverão, também, possuir sinalização e alarme de "fuga para terra" e defeito.

O suprimento em 24 Vcc para transmissores e conversores a 2 fios deverá ser feito através de cartões de entrada analógica do SDCD.

Para novos empreendimentos a tensão de alimentação para as válvulas solenóide e instrumentação de campo (chaves de processo, botoeiras e chaves fim de curso) deverão ser alimentadas em 24 Vcc (SIS em 24 Vcc).

Para os novos empreendimentos ver o anexo 11.9

5.1.3 Unidades Pacote ou Sistemas Dedicados para novos Empreendimentos

Para painéis de unidades pacote ou sistemas dedicados deverão ser previstos 3 alimentadores:

a) 127 Vca Confiável A
b) 127 Vca Confiável B
c) 127 Vca Auxiliar

O suprimento de energia elétrica deverá ser fornecido conforme descrito no item 5.1.2

No caso de necessidade de outros níveis de tensão o fornecedor da unidade pacote deverá prover fontes redundantes, supridas a partir de alimentadores distintos 127 Vca Confiável A e 127 Vca Confiável B com chaveamento automático e alarme de falha.

As fontes de alimentação deverão, também, possuir sinalização e alarme de "fuga para terra" e defeito.

5.1.4 Critérios para Alimentação em 127 Vca no Campo

A caixa de junção JBP para alimentação em 127 Vca de instrumentos a quatro fios, tem também, como objetivo prever pontos para alimentação reserva no campo.

A JBP terá função apenas de caixa de junção e os elementos de proteção dos circuitos serão instalados no Painel Auxiliar na CCL, conforme Figura 5.1 A.

As JBP's deverão ter capacidade para 12 pontos de alimentação, no mesmo padrão de caixas de junção para sinais, mantendo-se no mínimo três pontos reserva.

As réguas de distribuição no Painel Auxiliar deverão ser o espelho das réguas das JBP's no campo, seguindo o mesmo critério definido para as réguas de armários de rearranjo de sinais.

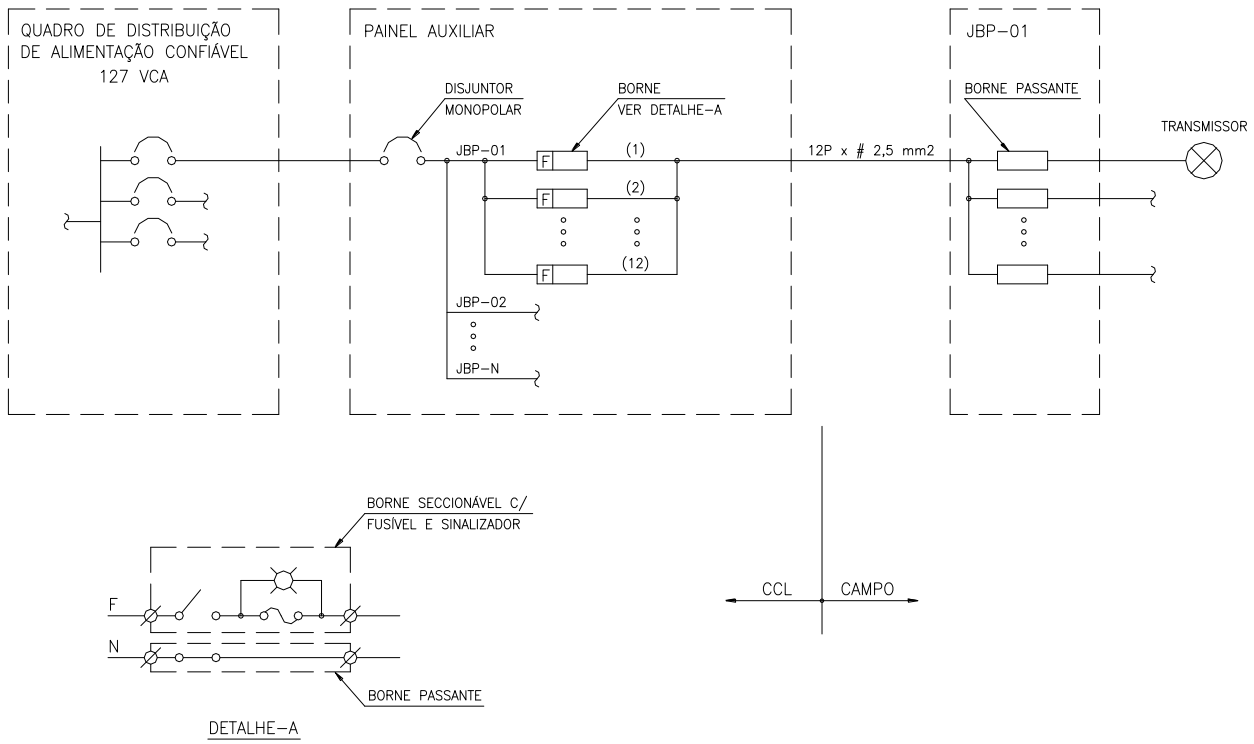
A interligação entre o Painel Auxiliar e a JBP deverá ser feita usando multicabo com seção do condutor de 2,5 mm^2.

Os bornes para a Fase nas réguas de distribuição, instalados no Painel Auxiliar, deverão ser do tipo seccionável com fusível e sinalização. Os bornes para o Neutro deverão ser do tipo passante.

Os bornes das JBP's deverão ser do tipo passante.

Figura 5.1 A

CRITÉRIO DE DISTRIBUIÇÃO DE ALIMENTAÇÃO PARA INSTRUMENTOS A 4 FIOS



5.2. Sistema de Alimentação Pneumática

Deverão ser adotados integralmente os critérios definidos no item 7.1 da Norma PETROBRAS N-1882.

6. CRITÉRIOS BÁSICOS PARA SELEÇÃO DE INSTRUMENTOS E VÁLVULAS DE CONTROLE

Os critérios seguintes são mandatórios e deverão ser adotados em complementação à Norma PETROBRAS N-1882 na implementação de projetos de instrumentação na UN-Regap.

6.1. Geral

A instrumentação eletrônica deverá atender aos seguintes requisitos:

6.1.1. Erro máximo de medição não poderá ultrapassar a 0,25% do SPAN

6.1.2. Banda morta não poderá exceder a 0,25% do SPAN

6.1.3. Histerese não poderá exceder a 0,25% do SPAN

6.1.4. Mudança do sinal de saída, causada por variação de temperatura de até 50º C, não poderá exceder a 1% do SPAN.

6.1.5. O sinal de saída deverá ser insensível à variação de impedância de carga, até o valor de 600 Ohms em 20mA.

6.1.6. O sinal de saída deverá possuir ajuste de amortecimento na rangeabilidade mínima de 10:1.

6.1.7. Em instrumentos microprocessados a interação “IHM” deverá ser do tipo “User Friendly”, com indicação clara de todos os passos de calibração, através do uso conjugado teclado x indicação digital. Deverão possuir autodiagnose para carregamento de dados incompatíveis e para qualquer falha no software/ hardware.

6.1.8. O armazenamento de informações nos instrumentos microprocessados deverá ser em memória não volátil, de forma a permitir acesso e manutenção de dados na falta de energia.

6.1.9. Os sinais eletrônicos de medição e controle, quando usando transmissão de 4 a 20 mA, deverão empregar a transmissão/alimentação a dois fios (Two Wire System) e com comunicação via protocolo HART.

6.1.10. Quando utilizados instrumentos a 4 fios, estes deverão ser alimentados preferencialmente em 127 Vca (confiável), e o sinal de saída em 4 a 20 mA deverá possuir isolamento galvânico, instalado em painel auxiliar e com extração do sinal HART.

6.1.11. Todos os instrumentos instalados em equipamentos (vasos, tanques, etc.) deverão ter conexões flangeadas. Conexões não flangeadas somente serão permitidas mediante aprovação da PETROBRAS.

6.1.12. Contatos para alarmes e intertravamentos deverão estar “fechados” em condições normais de operação e “abertos” em condições anormais.

6.1.13. Contatos de chaves fim de curso instaladas em válvulas de controle deverão estar abertos nas posições intermediárias e fechados nas respectivas posições de fechamento e abertura.

6.1.14. As conexões elétricas deverão ser de 1/2” NPT. Exceção deverá ser feita nos casos onde o menor diâmetro disponível para o instrumento for ¾” NPT. Para garantir a montagem certificada da instalação (classificação de área) o fabricante deverá fornecer os bujões/reduções para todas as conexões elétricas dos instrumentos.

6.1.15. Para instrumentos destinados a processo que contenham H2 e H2S, consultar o critério REGAP EG-80/06.

6.1.16. Para novos empreendimentos, os instrumentos a serem instalados em áreas classificadas e que não pertençam ao Sistema Instrumentado de Segurança deverão ser do tipo Ex i. Os instrumentos que pertençam ao Sistema Instrumentado de Segurança deverão ser do tipo Ex d ou Ex e.

6.1.17. Em áreas com presença de Hidrocarbonetos deverá ser aplicada a Norma Internacional para equipamentos elétricos em atmosferas explosivas.

6.1.18. Para identificação dos componentes dos sistemas de Instrumentação, consultar a norma REGAP EG 80/05.

6.1.19. Em todos os projetos de detalhamento, deverá ser acompanhado o atendimento às recomendações do HAZOP (Hazard and Operability Analisys). As recomendações que não forem viáveis de serem atendidas pela instrumentação deverão ser novamente analisadas pelo grupo de HAZOP de forma a identificar medidas alternativas para controle de risco. Não se admite o não atendimento de nenhuma recomendação da HAZOP.

6.1.20. A utilização de selos associados a capilares deverá sempre que possível ser evitada. Caso a utilização seja imprescindível, e com prévia aprovação da PETROBRAS as seguintes recomendações deverão ser seguidas:

a) Capilares deverão ter o menor comprimento possível (no máximo 0,5 m).

b) Capilares deverão estar mecanicamente protegidos e fixados.

c) Na instalação de transmissores de pressão diferencial, os capilares das duas tomadas deverão seguir o mesmo encaminhamento.

d) Capilares não deverão ser submetidos a gradientes de temperatura.

e) Os flanges do selo deverão ser escolhidos de forma a minimizar a diversidade de soluções nas unidades. Deverão ser padronizados, material, classe de pressão, diâmetro, etc., dos flanges dos instrumentos que usam selo diafragma. Desta maneira deverá ser definido, para cada faixa de alcance calibrável de instrumentos, o flange que atenda a condição de serviço mais severa. Para os pontos

onde não seja necessária esta especificação o flange ficará sobre-especificado.

6.1.21. Para os analisadores de processo, shelters, casa de analisadores e similares deverão ser seguidas Especificações Técnicas próprias. Todos os detalhes de instalação de analisadores deverão ter aprovação da PETROBRAS/REGAP.

6.1.22. Para instalação deverá ser consultado o doc. nº REG-DP-89-27 Detalhes Típicos Padrão de Instalação ao Processo.

6.2. Medição de Temperatura

Os critérios seguintes são mandatórios e deverão ser adotados em complementação ao item 8.2 da Norma PETROBRAS N-1882.

6.2.1. Para malhas de controle fechadas e de monitoração interligadas ao SDCD deverão ser utilizados sempre termopares do tipo K com isolação mineral. Qualquer alternativa, deverá ter a aprovação da PETROBRAS.

6.2.2. Para todas as medições de temperatura interligadas ao SIS, deverão ser utilizados termopares tipo K com isolação mineral interligados a transmissores de temperatura (4 - 20mA + HART).

6.2.3. Deverão ser utilizados sempre poço / termopar com transmissor separado.

6.2.4. Conjuntos integrados poço / termopar / transmissor só poderão ser utilizados com a aprovação prévia da PETROBRAS.

6.2.5. Minitransmissores acomodados em cabeçotes, não serão permitidos.

6.2.6. Os termômetros bimetálicos deverão ter caixa em INOX 304 polido, com frontal tipo anel removível e classificação IP 55.

6.2.7. Deverão ser adotados comprimentos e hastes para termômetros bimetálicos e para termopares conforme mostrados na Tabela 6.2 A. Estes comprimentos estão baseados em bocais de 150 mm e poços conforme REG-DP-20/04 Conexão Flangeada para Poços Termômetro ou Termoelemento e REG-DP-81/01 Poços para Termômetro ou Termoelemento e REG-DP-89-27 Detalhes Típicos de Instalação de Instrumentos ao Processo.

6.2.8. Os poços para termômetros e termopares deverão ser flangeados 1 ½" e ter classes de pressão conforme as especificações da linha onde serão instalados. O uso do diâmetro de 2" para o flange deverá ser discutido com a PETROBRAS. Poços roscados só serão adotados mediante consulta à PETROBRAS.

6.2.9. Não serão utilizados poços com termopares duplos. Caso necessário, a PETROBRAS deverá ser consultada.

6.2.10. Para instalação de poços em linhas menores que 3", estas deverão ser ampliadas para 3" no trecho de instalação do poço conforme REG-DP-20/04, REG-DP-81/01 e REG-DP-89-27.

6.2.11. O material do cabeçote deverá ser de alumínio fundido ou aço inox, de acordo com a aplicação.

6.2.12. Para medições normais nas unidades de processo não deverão ser utilizadas termoresistências a não ser com prévia aprovação da PETROBRAS.

6.2.13. Termoresistências, quando aprovadas pela PETROBRAS/ REGAP, deverão ter seu material de isolamento e revestimento especificado para atender serviços em altas temperaturas.

6.2.14. De acordo com a necessidade de projeto termopares tipo Skin-Points poderão ser especificados e a documentação de projeto deverá contemplar toda a instalação conforme arranjo do equipamento.

6.2.15. Termostatos não deverão ser utilizados.

6.2.16. Para medições em serviços com H_2 e H_2S consultar a EG-80/06.

Tabela 6.2 A

DIÂMETRO DA LINHA (Polegada)	COMPRIMENTO DE POÇOS (mm)
3	200
4	220
6	260
8	290
10	360
12	360
14	400
16	400
18	460
20	500
24	550

6.3. Medição de Pressão

Os critérios seguintes são mandatórios e deverão ser adotados em complementação ao item 8.3 da norma PETROBRAS N-1882:

6.3.1. Para medição local deverão ser utilizados manômetros com elemento sensor tipo Bourdon. Em pressões muito baixas ou vácuo deverão ser usados sensores tipo diafragma ou fole.

6.3.2. Não deverão ser utilizados manômetros diferenciais do tipo Bourdon duplo.

6.3.3. Manômetros deverão ter caixas em INOX 304 polido.

6.3.4. Para selagem e enchimento de manômetros (onde haja vibração) com temperatura até 90º C utilizar glicerina. Acima deste valor deverá ser usado silicone.

6.3.5. Os limitadores de pressão para manômetros somente deverão ser utilizados com prévia autorização da PETROBRAS / REGAP.

6.3.6. Os acessórios (selo diafragma, sifão, etc.) deverão ser adquiridos / fornecidos acoplados aos manômetros, formando um conjunto. Este conjunto

deverá ser de um mesmo fabricante. Todos os selos diafragma deverão ser flangeados.

6.3.7. Pressostatos não serão permitidos, a não ser em sistemas de pressurização de painel e ar condicionado.

6.3.8. Para medições em serviços com H_2 e H_2S consultar a EG-80/06.

6.3.9. Transmissores de pressão instalados com tomadas seladas deverão ter compensação da coluna de líquido formada na tomada. A folha de dados deverá apresentar o valor desta compensação.

6.4. Medição de Nível

As diretrizes seguintes são mandatórias e deverão ser adotadas em complementação ao item 8.5 da norma PETROBRAS N-1882:

6.4.1. Na medição de nível para controle ou indicação remota, deverão ser usados preferencialmente Transmissores de Pressão Diferencial.

6.4.2. Medidores tipo Displacer deverão ser tipo eletrônico. Instrumentos pneumáticos associados a conversores (P/I), somente poderão ser adotados com autorização da PETROBRAS.

6.4.3. Onde aplicável, porém com prévia autorização da PETROBRAS, os transmissores de nível tipo Radar de onda guiada poderão ser adotados em substituição aos transmissores tipo Displacer.

6.4.4. Os medidores de nível tipo Radar não serão permitidos para medição de interface.

6.4.5. Especial atenção deverá ser dada para a locação das tomadas para medição de nível em equipamentos, principalmente para medição de nível de interface líquido-líquido. Essas tomadas para nível de interface deverão obrigatoriamente ser locadas na lateral do vaso. A locação das tomadas no topo ou no fundo do equipamento deverão ter a aprovação da PETROBRAS/REGAP.

6.4.6. Em tanques atmosféricos, poderão ser usados instrumentos tipo régua externa com flutuador para indicação local de nível.

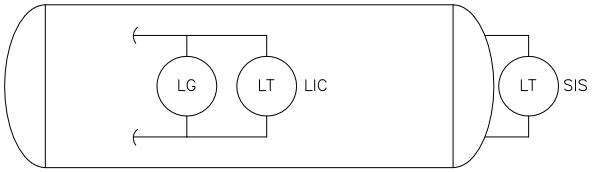
6.4.7. Diâmetro nominal mínimo da conexão do LG: 1 ½” e classe de pressão conforme Especificação de Tubulação.

6.4.8. Poderão ser instalados no máximo 2 instrumentos de nível em cada par de bocais, em qualquer equipamento, com diâmetro mínimo de 2”cada bocal.

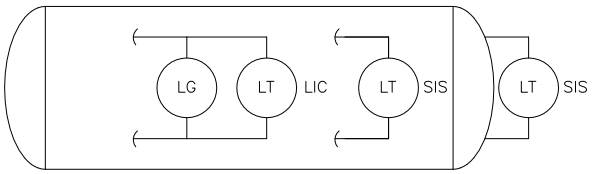
6.4.9. Em instrumentos pertencentes ao Sistema Instrumentado de Segurança SIS, deverá ser adotada a Tabela 6.4 A de acordo com a configuração de votação definida. Para instalação deverá ser consultado o doc. nº REG-DP-89-27 Detalhes Típicos Padrão de Instalação ao Processo.

Tabela 6.4 A

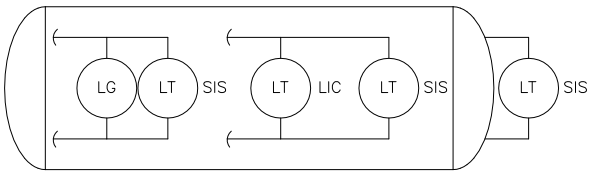
COMPARTILHAMENTO DE TOMADAS EM EQUIPAMENTOS			
LÓGICA	1º PAR DE BOCAIS	2º PAR DE BOCAIS	3º PAR DE BOCAIS
SEM VOTAÇÃO	VISOR DE NÍVEL + TRANSMISSOR PARA CONTROLE	TRANSMISSOR PARA SIS	———
VOTAÇÃO 1de 2	VISOR DE NÍVEL + TRANSMISSOR PARA CONTROLE	1º TRANSMISSOR PARA SIS	2º TRANSMISSOR PARA SIS
VOTAÇÃO 2 de 3	VISOR DE NÍVEL + 1º TRANSMISSOR PARA SIS	TRANSMISSOR PARA CONTROLE+ 2º TRANSMISSOR PARA SIS	3º TRANSMISSOR PARA SIS



SEM VOTAÇÃO



1 DE 2



2 DE 3

6.4.10. Não deverão ser utilizadas chaves de nível interligadas ao SIS.

6.4.10.1 Exceção deverá ser feita para o caso de tubulão de caldeira onde deverão ser utilizadas chaves de nível por eletrodo. Para cada eletrodo deverá ser prevista uma eletrônica separada instalada no painel local da caldeira. (Fabricante: Yarway Modelo: Série 3000)

6.4.11. Em aplicações não críticas, as chaves de nível poderão ser utilizadas com aprovação da PETROBRAS.

6.4.12. Visores de Nível iluminados deverão ser evitados. Sua utilização está restrita à interface de fluidos escuros e mediante autorização da PETROBRAS.

Quando aplicável será exigido Certificação do INMETRO ou outro instituto oficial para instalações elétricas em atmosfera explosiva.

6.4.13. Visores de Nível poderão ter no máximo 3 seções; para comprimentos maiores deverão ser utilizados 2 ou mais visores.

6.4.14. Visores deverão ser adquiridos completos, incluindo válvulas angulares contra vazamentos (off-set), drenos, vents, etc.

6.4.15. Nos visores de nível em serviço com vapor de alta pressão a válvula off-set deverá ser soldada ao flange e sua conexão ao corpo do instrumento deverá ser feita através de niple roscado. Portanto, não será usada união macho-fêmea entre a válvula off-set e o corpo do instrumento, evitando vazamentos.

6.4.16. Para medições em serviços com H_2 e H_2S consultar a EG-80/06

6.5. Medição de Vazão

Deverão ser adotados os critérios definidos no item 8.4 da norma PETROBRAS N-1882. Os critérios a seguir são mandatórios e complementam esta norma.

6.5.1. Deverão ser respeitados os comprimentos recomendados antes e depois de cada elemento primário. Estes trechos deverão ser equalizados com a equipe de projeto de tubulação. O uso de Retificador de Fluxo não será permitido.

6.5.2. As placas tipo ”Bordo Reto” deverão ter dimensões e tolerâncias conforme norma ISO 5167.

6.5.3. Para fluídos com sólidos em suspensão deverão ser usadas placas de orifício do tipo segmental, que facilitam a passagem de sólidos.

6.5.4. Flanges de orifício padrão deverão ser fornecidos com um par de tomadas por flange, de acordo com a norma ASME/ANSI B16.36, que poderão ser roscadas ou de encaixe para solda, conforme Especificação de Tubulação e norma PETROBRAS N-76.

6.5.5. Para fluidos com sólidos em suspensão as linhas de impulso deverão obrigatoriamente ter saída horizontal a partir do flange de orifício. Após a saída deverá ser usado Tê (para varetamento/ limpeza) e a partir deste a linha de impulso deverá ser descendente para líquidos e ascendente para gases.

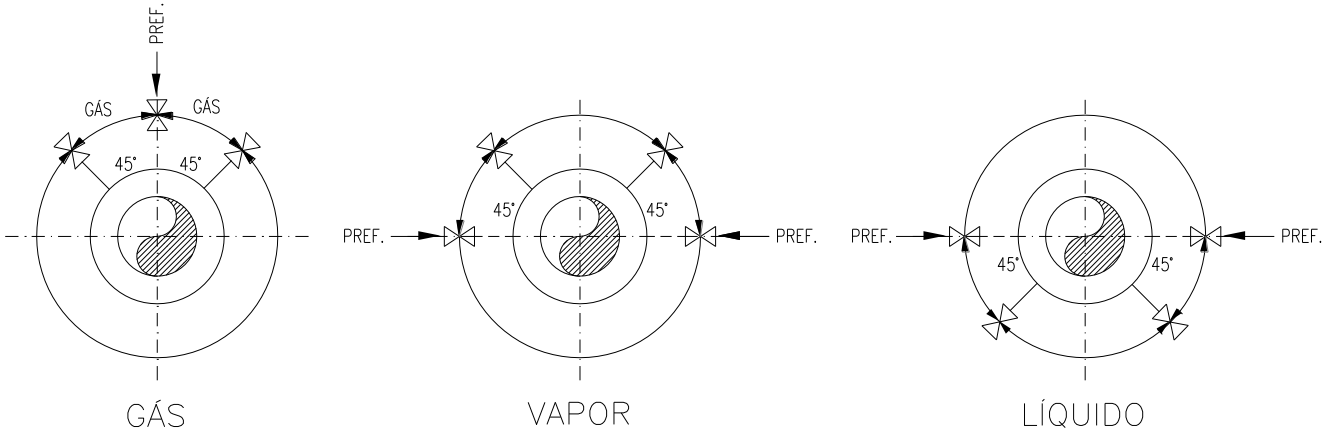
6.5.6. Para fluidos viscosos, tais como resíduo de vácuo, gasóleo residual, óleo clarificado, etc., as linhas de impulso deverão obrigatoriamente ter saída horizontal a partir do flange de orifício. Após a saída deverá ser usado pote de selagem e a partir deste a linha de impulso deverá ser descendente. Nos demais casos onde a selagem for requerida deverá ser utilizado “TE” em substituição ao pote.

6.5.7. Para gases a saída do flange de orifício deverá ser acima da linha horizontal. A partir da saída, a linha de impulso deve ser ascendente sempre.

6.5.8. Para instalação de instrumentos de vazão ver item 10.6, Figura 1 da norma N-1882.

6.5.9. Em casos de votação para o SIS, deverão ser especificados flanges de orifício com tomadas adicionais, observando-se que as tomadas deverão atender à orientação de instalação de acordo com o estado físico do fluido de processo conforme Figura 6.5 A:

Figura 6.5 A



6.5.10. Em instrumentos interligados ao Sistema Instrumentado de Segurança - SIS, deverá ser adotada a tabela abaixo nos diversos níveis de votação: Caso haja algum impedimento técnico para adoção desta tabela, a PETROBRAS deverá ser consultada.

Tabela 6.5 A

COMPARTILHAMENTO DE TOMADAS EM FLANGES DE ORIFÍCIO			
LÓGICA	1º PAR DE TOMADAS	2º PAR DE TOMADAS	3º PAR DE TOMADAS
SEM VOTAÇÃO	TRANSMISSOR PARA CONTROLE	TRANSMISSOR PARA SIS	____
VOTAÇÃO 1 de 2	TRANSMISSOR PARA CONTROLE + 1º TRANSMISSOR PARA SIS	2º TRANSMISSOR PARA SIS	____
VOTAÇÃO 2 de 3	TRANSMISSOR PARA CONTROLE + 1º TRANSMISSOR PARA SIS	2º TRANSMISSOR PARA SIS	3º TRANSMISSOR PARA SIS

6.5.11. Para aplicação de outras tecnologias de medição (Vortex, Ultra-som, Magnético, etc.) consultar a norma PETROBRAS N-1882.

6.5.12. Para medições em serviços com H_2 e H_2S consultar a EG-80/06.

6.5.13. O material de construção para os medidores tipo Meter run deverá ser, no mínimo, aço inoxidável AISI 316.

6.6. Válvulas

6.6.1 Válvulas de Controle

Os critérios a seguir são mandatórios e deverão ser adotados em complementação ao item 8.6 da norma PETROBRAS N-1882.

6.6.1.1 Nas válvulas que trabalham em modulação, utilizar somente características inerentes LINEAR e IGUAL PERCENTAGEM (=%).

6.6.1.2 Onde as quedas de pressão na válvula e no sistema forem perfeitamente conhecidas e em aplicações normais, a Tabela 6.6 A deverá ser adotada.

Tabela 6.6 A

TIPO DE CONTROLE	X = DELTA P NA VÁLVULA / DELTA P NO SISTEMA (*) (*) inclui DELTA P na válvula	
	$X \geq 0,5$	$0.3 < X < 0.5$
Controle de Vazão (sinal de transmissão linear ou com extrator de raiz quadrada)	LINEAR	= %
Controle de Vazão (sinal quadrático)	LINEAR	LINEAR
Controle de Nível e Temperatura; Controle de Pressão para serviços com gás,vapor e líquido	LINEAR	= %

6.6.1.3 Atuadores tipo diafragma deverão ser preferencialmente utilizados, tanto para válvulas de controle proporcional, quanto para válvulas de controle ON-OFF. Caso ocorram limitações técnicas que exijam outro tipo de atuador, a PETROBRAS deverá ser consultada. Esse item modifica os itens 8.5.3 e 8.10.2.1 da N-1882.

6.6.1.4 Para atuadores tipo diafragma em válvulas de controle proporcional o “range” de operação deve ser de 3 psi a 15 psi para aplicações normais e de 6 psi a 30 psi em aplicações de elevado ΔP, com limite máximo de 45 psi. Esse item modifica o item 8.6.5.2 da N-1882.

6.6.1.5 Para atuadores tipo diafragma em válvulas de controle On-Off, a pressão máxima de suprimento de ar para dimensionamento do atuador deverá ser 45 psi. Esse item modifica o item 8.10.2.3-b da N-1882.

6.6.1.6 As válvulas de controle On-Off deverão ser preferencialmente tipo globo.

6.6.1.7 Para válvulas de controle On-Off, utilizar sempre a característica LINEAR. Característica Abertura Rápida deverá ser evitada.

6.6.1.8 A mínima classe de vazamento a ser adotada, segundo norma ANSI FCI 70-2 deverá ser a classe III. Válvulas classe II não deverão ser utilizadas.

6.6.1.9 Acessórios para válvulas de controle (válvula solenóide, filtro regulador de pressão, posicionador, chaves fim de curso, etc.) deverão ser adquiridos juntos com as válvulas, interligados e montados em forma de kit em invólucro único e adequados à classificação da área onde serão instalados.

As válvulas solenóides deverão ser compactas, sem engaxetamento, com corpo e internos em aço inoxidável e anéis em material resiliente.

As conexões de entrada de ar de alimentação das válvulas solenóides deverão ser roscadas 1/2" ou 1/4" NPT.

Para novos empreendimentos, as válvulas solenóides deverão ser do tipo baixa potência (≤ 3,0 Watts), alimentadas em 24 Vcc (integradas com os dispositivos de sinalização de válvula aberta e fechada).

6.6.1.10 Todas as válvulas com atuador pneumático deverão ser fornecidas com filtro regulador de pressão com **corpo metálico** e manômetro.

6.6.1.11 Todas as válvulas de intertravamento deverão possuir sinalização de posição aberta e fechada. Não utilizar chaves fim de curso com atuação por contato mecânico. Deverão ser utilizadas chaves fim de curso com atuação por aproximação, tipo magnético.

6.6.1.12 Com relação aos tipos de gaxetas ou outras tecnologias (por exemplo, foles) que poderão ser utilizadas com o objetivo de vedação, a PETROBRAS/ REGAP deverá ser consultada de forma a manter a padronização para limitar os níveis de emissões fugitivas.

6.6.1.13 Válvulas de controle deverão ter sempre conexões flangeadas. Outro tipo de conexão, mesmo para pequenos diâmetros, somente com aprovação da PETROBRAS.

6.6.1.14 Os flanges deverão ser integrais ao corpo da válvula. Não serão aceitos flanges soltos.

6.6.1.15 A Tabela 6.6 B apresenta os diâmetros recomendados para válvulas de bloqueio e by-pass das estações de controle.

Tabela 6.6 B

DN	TIPO	DN DA LINHA (POLEGADAS)									
Válv		3/4	1	1½	2	3	4	6	8	10	12
¾"	Bloqueio	3/4	1	1½	-	-	-	-	-	-	-
	By-Pass	3/4	1	1½	-	-	-	-	-	-	-
1"	Bloqueio	-	1	1½	2	2	-	-	-	-	-
	By-Pass	-	1	1½	2	2	-	-	-	-	-
1½"	Bloqueio	-	-	1½	2	2	3	-	-	-	-
	By-Pass	-	-	1½	2	2	3	-	-	-	-
2"	Bloqueio	-	-	-	2	3	3	-	-	-	-
	By-Pass	-	-	-	2	2	3	-	-	-	-
3"	Bloqueio	-	-	-	-	3	4	4	-	-	-
	By-Pass	-	-	-	-	3	3	4	-	-	-
4"	Bloqueio	-	-	-	-	-	4	6	6	-	-
	By-Pass	-	-	-	-	-	4	4	6	-	-
6"	Bloqueio	-	-	-	-	-	-	6	8	8	10
	By-Pass	-	-	-	-	-	-	6	6	8	10
8"	Bloqueio	-	-	-	-	-	-	-	8	10	10
	By-Pass	-	-	-	-	-	-	-	8	8	10
10"	Bloqueio	-	-	-	-	-	-	-	-	10	12
	By-Pass	-	-	-	-	-	-	-	-	10	10
12"	Bloqueio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
	By-Pass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12

6.6.1.16 Utilizar válvula de bloqueio tipo gaveta para todos os casos.

6.6.1.17 Utilizar válvula de "by-pass" tipo globo até diâmetro 8". Acima de 8" utilizar preferencialmente válvula tipo gaveta.

6.6.1.18 Quando a válvula de controle for tipo segmento esférico ou esfera, a válvula de "by-pass" deverá ser tipo esfera com classe de vedação idêntica à válvula de controle.

6.6.1.19 As válvulas de controle deverão apresentar a performance apresentada na Tabela 6.6 C.

Tabela 6.6 C

Característica	Valor
Sensibilidade mínima a variação do sinal de controle	1%
Tempo máximo de resposta para variação de 5% do sinal de comando	2 s
Histerese máxima	1%
Força mínima de assentamento	100 N

6.6.1.20 Para válvulas de controle que apresentem cavitação e/ou velocidade muito alta, a válvula de "by-pass" deverá ser especificada tal qual a válvula de controle; neste caso a PETROBRAS deverá ser consultada.

6.6.1.21 Os reservatórios pulmão de ar para válvulas de controle, desde que possuam diâmetro interno maior que 150 mm e produto P x V (sendo P a pressão em KiloPascal e V o volume interno em m^3) maior que 8 (oito), deverão ser considerados como vasos de pressão, de acordo com os requisitos da NR-13.

6.6.1.22 Devido ao cancelamento da norma PETROBRAS N-2273 Verificação, Calibração e Teste da Válvula de Controle; as válvulas deverão ser calibradas conforme manuais dos fabricantes.

6.6.1.23 Para identificação das válvulas de controle On-off utilizar o seguinte critério:

HV - Válvula operada manualmente

XV - Válvula atuada por intertravamento

Por definição da Automação/REGAP as válvulas que possuam operação manual e também são atuadas pelo intertravamento deverão ser "tagueadas" como XV.

6.6.2 Válvulas Motorizadas

O projeto de detalhamento deverá observar a distribuição física das válvulas na área de processo para definição da alimentação elétrica, comprimento de segmento, número de atuadores por segmento, redundância de comunicação, tipo de invólucro e tipo de válvula (esfera, globo etc.).

As válvulas deverão atender aos seguintes requisitos:

a) Alimentação elétrica em 440 Vca (motor)

b) Alimentação da parte eletrônica em 127 Vca

c) Comunicação com o SDCD em rede Profibus DP- V1 redundante

d) Comandos locais: Seleção Local / Remoto, comandos Abrir, Fechar e Parar

e) Comandos remotos via rede: Abrir, Fechar e Parar

f) Sinalização via rede: Local / Remoto, Aberta / Fechada e Defeito

g) Indicação via rede: Posição da válvula 0 a 100%

6.6.3 Válvulas de Isolamento de Inventário

Válvulas de Isolamento de inventário deverão ser projetadas em função da análise de risco, especialmente a partir das curvas de ISORISCO visando o controle do risco nas comunidades vizinhas à REGAP, análise de necessidade de isolamento de inventários, conforme critério da HRC e considerando a necessidade de operação em um cenário de fogo envolvendo a válvula e seus

acessórios e instalação. O API 2001 e API 2218 deverão ser usados como referência no projeto.

Deverá ser dada preferência ao uso de válvulas com atuador motorizado. Caso seja necessário, conforme indicado na análise de risco, operação na falta de energia, definição de posição de falha segura e em situações envolvendo cenários de fogo deverão ser usadas válvulas “fire-safe”, conforme API 607, atuador (eletro hidráulico) ROTORK SKILMATIC com proteção contra fogo por 30 minutos, conforme API 607, devendo a instalação também atender o requisito de “fire proofing” conforme API 2001 e API 2218.

Válvulas de controle, com atuador mola-diafragma, poderão ser usados desde que a análise de risco admita o uso e não houver necessidade de atender ao cenário de fogo na região de instalação da válvula. Para atuação/ comando destas válvulas deverão ser usadas solenóides certificadas para SIL3, de acordo com a NORTEC N-2595.

Para esquema Típico de Interligações ver Anexo 11.11

6.6.4 Válvulas de Despressurização de Unidade

Conforme anexo 11.10 as 2 (duas) válvulas de despressurização de Unidade serão de controle tipo ON-OFF e sempre atuarão em conjunto.

Deverão seguir a seguinte filosofia de controle:

a) Fechada, com a válvula solenóide energizada

b) Comando manual de abertura único 2 de 2, acionando as 2 válvulas pela Console de Emergência (cega), SDCD e campo

c) Comando manual de fechamento único 1 de 1, acionando as 2 válvulas pelo SDCD

d) Teste de vazamento e de operação de abertura e fechamento, com comandos individuais para cada válvula pelo SDCD

e) Poderão operar por comando manual ou pelos intertravamentos inerentes à planta

Vaso pulmão de ar deverá ter capacidade para atuar a válvula no mínimo 3 vezes, e deverá ser fornecido junto com a válvula.

O nível de ruído do sistema de despressurização deverá estar de acordo com a Legislação Brasileira. Os dispositivos adequados para redução do nível de ruído deverão ser avaliados pela engenharia.

As válvulas, atuadores e solenóides do sistema de despressurização deverão ter certificado SIL 3.

7. CRITÉRIOS PARA INSTALAÇÃO DE INSTRUMENTOS

Os critérios a seguir deverão ser adotados em complementação ao item 10 da norma PETROBRAS N-1882.

7.1. Linhas de Impulso

7.1.1. Os critérios seguintes são mandatórios e complementam os itens 10.3 a 10.7 da norma PETROBRAS N-1882.

7.1.2. As linhas de impulso para gases deverão ser ascendentes, vistas do lado do processo, o que permitirá a drenagem automática de condensados através da inclinação dessas tomadas. Portanto, não será necessária a instalação de drenos, e para a liberação serão utilizados os vents. Para líquidos, as linhas de impulso deverão ser descendentes, vistas também do lado do processo, devendo ser usados "vents" e drenos em todas as montagens, exceção para água e ar em temperatura ambiente onde deverão ser utilizados apenas drenos.

7.1.3. O material usado nas interligações de instrumentos ao processo, deverá seguir as especificações das normas PETROBRAS N-76, N-1931 e os Detalhes Típicos Padrão de Instalação ao Processo REG-DP-89-27.

Quando utilizados tubings e conexões nas interligações de instrumentos ao processo deverá ser consultado o REG-DP-89-27 Detalhes Típicos Padrão de Instalação ao Processo.

Caso seja necessário criar novos Detalhes Típicos de Instalação ao Processo estes deverão ser aprovados para PETROBRAS/REGAP.

Em caso de especificação diferente da N-76 a especificação em particular deverá ser aprovada pela PETROBRAS/REGAP.

7.1.4. As linhas de impulso para instrumentos deverão ter o menor comprimento possível. Considerar o limite de três metros para as mesmas, desvios só serão aceitos com a prévia autorização da PETROBRAS.

7.1.5. As linhas de impulso deverão ter válvula de bloqueio e dreno ou vent, próximos aos instrumentos.

7.1.6. Instrumentos de pressão deverão ter tomadas de impulso independentes. Será permitido, com aprovação da PETROBRAS/REGAP, compartilhamento de tomadas somente entre manômetros e transmissores e neste caso deverão ser previstas válvulas de bloqueio e drenos independentes. Somente para instalação de manômetros em serviços com água ou ar, e classe de pressão até 300#, poderão ser utilizadas válvulas do tipo "integradas" (múltiplas) por proporcionarem uma instalação compacta, visto que, estas válvulas combinam as funções de bloqueio, calibração, dreno e alívio em uma única peça.

Nota: Especificação de Tubulação, as normas PETROBRAS N-76, N-1931 e os Detalhes Típicos Padrão de Instalação ao Processo deverão ser observados.

7.1.7. Tomadas de impulso para instrumentos de vazão (pressão diferencial) pertencentes ao SIS, deverão ser implementadas conforme Tabela 6.5 A do item 6.5.

7.1.8. Bocais para instrumentos de nível pertencentes aos SIS, deverão ser implementados conforme do item 6.4.

7.1.9. Nas linhas de impulso para instrumentos de pressão diferencial deverão ser utilizados blocos equalizadores de pressão (manifold de 3 vias).

7.1.10. Potes de selagem e de condensação deverão ser fabricados conforme Especificação de Tubulação nas quais serão interligados.

7.1.11. Não serão permitidas soldas de selagem nas linhas de impulso.

7.1.12. Todos os instrumentos eletrônicos instalados diretamente nas linhas de processo, deverão possuir bloqueios e by-pass que permitam a sua retirada sem interrupção do processo. Exemplo: medidores mássicos, turbinas, orifícios integrais, etc.

7.1.13. Os transmissores das malhas de controle deverão ser instalados em posições que permitam a leitura do indicador local pelo operador quando do manuseio da estação de controle. Desde que esta instalação não implique em aumento do comprimento da tomada de impulso, limitada ao comprimento máximo de 3,0 m, nem na sua declividade, obrigatoriamente ascendente para gases e descendente para líquidos. Para a indicação local, onde não seja possível atender estas restrições, deverá ser usado indicador local remoto ao transmissor.

7.1.14. A instalação de instrumentos em “Stand-Pipe” não será permitida. Qualquer exceção deverá ter prévia aprovação da PETROBRAS.

7.1.15. “Stand-pipes” e potes de selagem, quando aplicáveis e aprovados pela PETROBRAS deverão ser considerados como acessórios de tubulação e atender às normas ASME B-31.3 (Process Piping) e N-76.

7.1.16. Na medição de diferencial de pressão em reatores ou recheio de torres os transmissores deverão ser instalados em elevação acima dos bocais de suas tomadas (Prática recomendada). As tomadas de impulso deverão ser rígidas com diâmetro 1”, reduzindo para tubing de ½” somente próximo ao instrumento, com o objetivo de favorecer a condensação e retorno do condensado para o equipamento.

7.1.17. Nos casos de selagem onde for utilizado “TE” em substituição ao pote, usar “TE” com diâmetro ½” nas tomadas de impulso de instrumentos vazão, nível e pressão. Nos casos de condensado onde for utilizado “TE” em substituição ao pote, usar “TE” com diâmetro 1” para tomadas de impulso de instrumentos de vazão e “TE” com diâmetro ½” para tomadas de impulso de nível e pressão.

7.1.18. Os instrumentos e as tomadas deverão ser instalados próximos das colunas do pipe-rack e bases de equipamentos, desde que seja observado o

acesso para manutenção. Atenção especial deverá ser dada para o posicionamento das placas de orifício e suas tomadas (arranjo físico).

7.2. Instalação de Instrumentos em Serviços Críticos ou Perigosos

Entende-se por Serviços Críticos ou Perigosos, aqueles em que há risco potencial pronunciado de explosão ou auto-ignição, seguido de fogo e/ou toxidade ambiental, nos casos de vazamentos.

Para estas instalações deverão ser seguidos o critério de projeto REGAP EG-80/06 e a norma PETROBRAS N-76.

Os principais sistemas de tubulação nestas condições são:

a) Linhas conduzindo fluidos com concentração de H_2S superior a 500 ppmv

b) Linhas com fluidos em pressão parcial de H2 superior a 7 bar

c) Linhas de DEA, MEA e soda cáustica, puras e contaminadas com hidrocarbonetos

d) Linhas com fluidos líquidos inflamáveis em temperatura de operação superior a temperatura de "flash" ou de auto-ignição

e) Linhas de gás inflamável: gás residual de processo, GLP, gás combustível, gás natural e gás para tocha

f) Linhas com produto tóxico “categoria M” da norma ASME B31.3

g) Linhas de hidrocarbonetos e produtos químicos conectadas a máquinas alternativas

h) Linhas de hidrocarbonetos e produtos químicos com elevado nível de vibração

i) Linhas de hidrocarbonetos e produtos químicos, em temperatura de trabalho superior a 260ºC ou pressão de trabalho superior a 20 bar

j) Linhas de hidrocarbonetos e produtos químicos com taxa de corrosão ou erosão acima de 0,25 mm/ano

k) Linhas de hidrocarbonetos e produtos químicos sujeitas à ataque do tipo eletroquímico, com corrosão sob tensão

l) Linhas de hidrocarbonetos e produtos químicos que atingem temperaturas abaixo de 0ºC, em caso de vazamento, devido à despressurização súbita à pressão atmosférica.

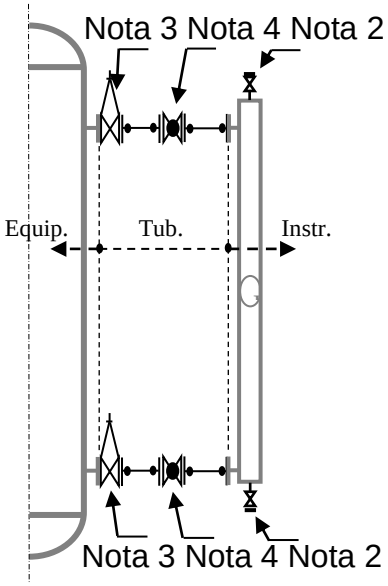
7.2.1 Requisitos para as tomadas de instrumento em equipamentos e tubulações

7.2.1.1 No caso de conexões para visor ou indicador de nível (LG), deverão ser respeitados os seguintes requisitos especiais:

a) Em serviços com H_2 e $H_2 + H_2S$, o diâmetro nominal mínimo da conexão do LG deverá ser 2” e classe de pressão de acordo com a N-76.

b) O visor de nível e o transmissor para indicação e controle podem compartilhar o mesmo par de bocais no equipamento. No caso deste compartilhamento prever duplo bloqueio individual para o visor de nível e para o transmissor.

Em caso de LG ou LT instalado diretamente no vaso, isto é sem “Stand Pipe”, adotar o seguinte arranjo:



Notas:

1- Cancelada

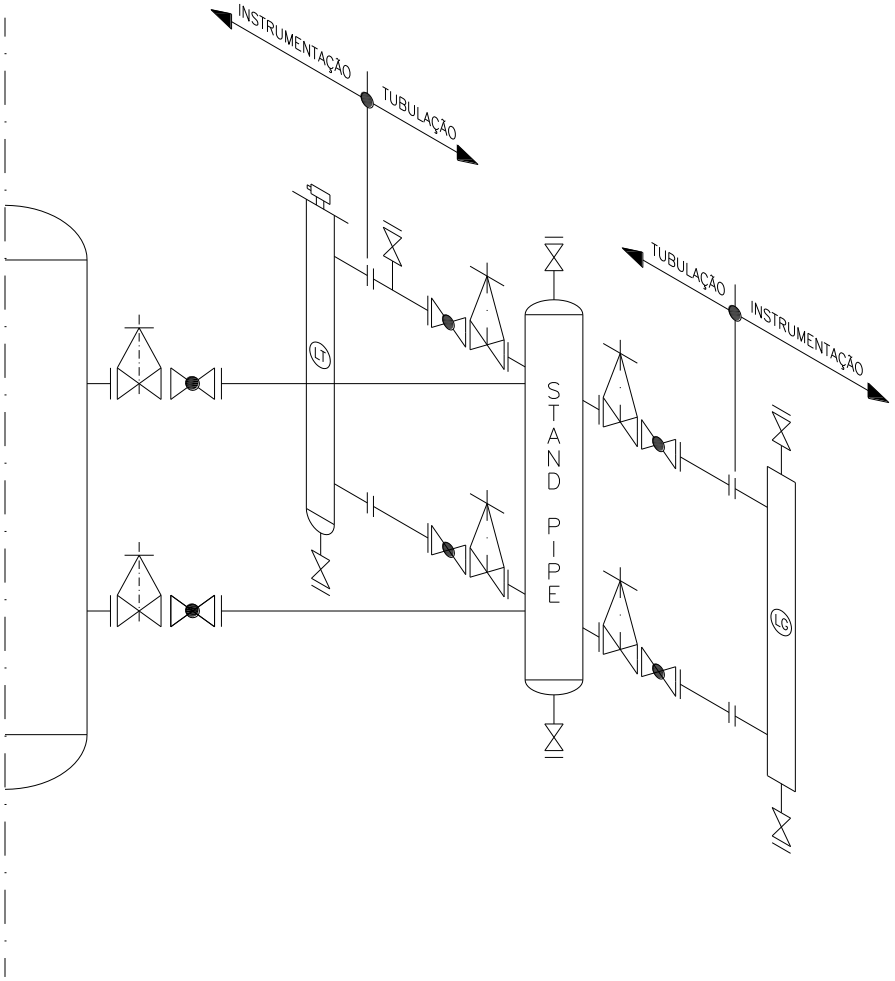
2- Os suspiros e drenos deverão estar de acordo com a norma PETROBRAS N-108. Atenção especial deverá ser dada para a distância mínima de 200 mm entre as válvulas de dreno / vent e o piso inferior ou plataforma.

3- Válvula gaveta de acordo com a especificação de material de tubulação identificada na norma N-76

4- Válvula esfera de acordo com a especificação de material de tubulação identificada na norma N-76

Em caso de LG e LT instalado com “Stand-Pipe” adotar o seguinte arranjo:

O uso de "Stand-Pipe" não deve ser adotado, caso seja imprescindível e com prévia autorização da PETROBRAS, deverá ser respeitado o arranjo abaixo:



Notas:

1- O “Stand-Pipe” deve ter diâmetro nominal mínimo 2”e espessura mínima sch 80, com suportação apropriada, no próprio vaso

2- As conexões com o vaso deverão ser de diâmetro nominal mínimo de 2” flangeadas, e classe de pressão de acordo com a norma PETROBRAS N-76.

3- Os vent’s e drenos deverão estar de acordo com a norma PETROBRAS N-108. Atenção especial deverá ser dada para a distância mínima de 200 mm entre as válvulas de dreno / vent e o piso inferior ou plataforma.

4- Válvula gaveta de acordo com a especificação de material de tubulação identificada na norma PETROBRAS N-76

5- Válvula esfera de acordo com a especificação de material de tubulação identificada na norma PETROBRAS N-76

7.2.1.2 Para sistemas em serviço com H_2 e H_2 + H_2S de alta pressão e alta pureza, na instalação de tomadas de impulso para instrumentos de pressão, nível e vazão e seus respectivos transmissores, adotar duplo bloqueio, consistindo de uma válvula gaveta, junto ao equipamento ou tubulação, e válvula esfera, conforme normas PETROBRAS N-1882 e N-76, e de acordo com os Detalhes Típicos Padrão de Instalação ao Processo.
Adotar a mesma precaução também para os casos de "vents", drenos e tomadas de amostras.

7.2.2 Requisitos para a instalação dos instrumentos

7.2.2.1 A terminação com rosca para as conexões de instrumentos ou transmissores (inclusive de tomadas de flanges de orifícios) não é permitida.
Portanto, só são admitidas as conexões com solda (encaixe / topo) ou flangeadas.
Para os transmissores usar castanha com extremidade para solda de encaixe (conexão ao processo) e flange para a conexão do instrumento.

7.2.3 Requisitos para as linhas de instrumentação tipos "pipe" e "tubing"

7.2.3.1 Os materiais das linhas de instrumentação do tipo "pipe" e "tubing" deverão seguir a Especificação de Tubulação de acordo com os requisitos das normas PETROBRAS N-76 e N-1931 e os Detalhes Típicos Padrão de Instalação ao Processo.
Caso seja necessário criar novos Detalhes Típicos de Instalação ao Processo, estes deverão ser aprovados para PETROBRAS/REGAP.

7.2.4 Requisitos de fabricação, instalação e montagem dos instrumentos

As tomadas dos instrumentos e as linhas de impulso devem ser instaladas e montadas conforme os requisitos de controle de qualidade da norma N-115 (Montagem de Tubulações), e devem ser respeitados os mesmos critérios da especificação de material selecionada conforme N-76, com relação aos Ensaios Não Destrutivos (ENDs), execução de alívio térmico e testes de estanqueidade e de pressão.

Para serviços críticos e/ou perigosos deverá ser usado tubo de condução soldado no maior trecho possível. O tubing será usado no menor trecho possível conforme Detalhes Típicos Padrão de Instalação ao Processo.

7.3. Montagem de Instrumentos

A montagem de instrumentos deverá estar de acordo com as diretrizes definidas nos itens 10.1 e 10.2 da Norma PETROBRAS N-1882.

A projetista deverá fazer análise de consistência dos bocais de equipamentos, compatibilizando estes bocais com o tipo de instrumento especificado no detalhamento de instrumentação, atendendo as normas e critérios aplicáveis. Especial atenção deve ser dada para os bocais relativos à medição de nível de interface.

7.4. Instalação Elétrica

7.4.1 Geral

7.4.1.1 Os sinais provenientes do campo, deverão ser agrupados por tipo, conforme Norma REGAP EG 80/05, em caixas de junção devidamente alocadas.

7.4.1.2 A alocação deverá obedecer à Publicação 2218 e a Prática Recomendada RP 2001 ambos do API.

7.4.1.3 As caixas de junção deverão ser instaladas no piso inferior da área de processo, devendo sua locação não interferir nos corredores de acesso da unidade operacional.

A locação das caixas deverá ser aprovada pelas áreas de Operação e Manutenção da PETROBRAS. Em casos excepcionais as caixas poderão ser locadas em elevações diferentes, desde que aprovada previamente pela PETROBRAS/ REGAP. Neste caso, as caixas poderão ser locadas na viga inferior do pipe-rack desde que tenham plataforma para acesso e sejam previamente aprovadas pela PETROBRAS.

Caixas de junção quando localizadas no piso ou plataforma deverão ser instaladas a 1,5 m de altura, observando o acesso para manutenção.

Uma caixa de junção deverá atender a apenas uma unidade operacional e estar interligada a apenas 1 (um) multicabo. Caso necessário outro critério a PETROBRAS deverá ser consultada.

As caixas de junção deverão possuir grau de proteção IP-65 conforme Norma ABNT NBR/IEC-60529 e possuir unidades seladoras nas entradas de cabos e multicabos.
Como boa prática de projeto, 20% dos bornes de cada caixa de junção deverão ser deixados como reserva, no detalhamento original.

Para novos Empreendimentos, em substituição às unidades seladoras, deverão ser utilizados prensa-cabos metálicos adequados à classificação da área. Ver nota do item 7.4.3.3.

7.4.1.4 O encaminhamento entre instrumentos e caixas de junção, dentro da área de processo deverá ser aparente e através de eletrodutos rígidos de aço galvanizado tipo pesado (galvanização a fogo), nas bitolas ¾", 1" e 2".
As bitolas mínimas de eletrodutos deverão ser ¾" para eletrodutos aparentes e 1" para eletrodutos enterrados.

7.4.1.5 Deverá ser previsto condulete "TE" com dreno, entre o eletroduto flexível e o rígido, abaixo do nível do instrumento, evitando entrada de água no mesmo.

7.4.1.6 Entre caixas de junção e casas de controle deverão ser utilizadas bandejas com tampas. As bandejas poderão ter septo divisor, para segregação de cabos com sinais diferentes. Cabos com níveis de tensão diferentes não poderão ser encaminhados no mesmo eletroduto.

7.4.1.7 A proteção mecânica dos cabos deverá ser feita através de eletrodutos e bandejas utilizando um traçado seguro. Não deverão ser instaladas bandejas em áreas de grande movimentação de carga ou sobre equipamentos que operem com

líquidos inflamáveis em altas temperaturas. Proteção passiva deverá ser utilizada onde não for possível um traçado seguro.

7.4.1.8 Não será permitida a emenda de multicabos. A PETROBRAS deverá ser informada se houver esta necessidade.

7.4.1.9 O encaminhamento de cabos em eletrodutos, bandejas ou leitos deverá ser segregado conforme indicado abaixo:

a) Sinais discretos 24Vcc (Alarme, válvula solenóide, SIS)

b) Sinais analógicos 24Vcc (SDCD e SIS)

c) Temperatura

d) Alimentação Elétrica 127Vca-60Hz

e) Redes de Campo, exceto fibra ótica (Foundation Fieldbus, Profibus, Bently Nevada e redes dedicadas de unidades pacote)

f) Redes em Fibra Ótica

O encaminhamento deverá priorizar vias aéreas conforme orientação da PETROBRAS/SEDE.

7.4.2 Instalação de Cabos Óticos

Os cabos óticos de rede para o sistema de controle deverão ser instalados ao longo da tubovia, aéreos, protegidos por bandeja ventilada ou eletroduto.

Nas travessias de rua o encaminhamento deverá ser feito através de envelope de concreto com eletrodutos metálicos.

Os cabos deverão ser encaminhados em lance único, sem interrupção ou seccionamento de cabos existentes.

Os cabos de fibra ótica após conectorização (preferencialmente ST) deverão ser testados quanto à integridade física e atenuação dos lances registrando os resultados para aprovação da PETROBRAS/REGAP e dos fornecedores dos equipamentos.

A especificação básica da fibra ótica deverá ser definida pelo Projeto de Detalhamento juntamente com a PETROBRAS/REGAP de acordo com Norma EIA/ TIA-568A não se limitando a:

a) Nº mínimo de fibras: 6

b) Tipo monomodo ou multimodo de acordo com a aplicação, diâmetro nominal da fibra/capa de proteção

c) Revestimento externo em PVC preto, para instalação interna e externa em dutos e bandejas.

d) Resistência à propagação de chamas

e) Revestimento contra ação de roedores

f) Resistência à água e umidade

g) Resistência à tração

h) Deverá ser prevista rede principal e redundante para todo sistema de controle do SDCD.

7.4.3 Materiais

7.4.3.1 Os eletrodutos deverão ser rígidos, em aço carbono galvanizado a fogo (tipo pesado), sem costura, conforme ABNT NBR 5597.

Eletrodutos flexíveis para conexões de instrumentos deverão ser metálicos, com cobertura tipo trança em liga de Cobre e comprimento total (inclusive conectores) entre 300 e 500 mm. Os conectores deverão ser fixos em uma extremidade e giratórios na outra.

Eletrodutos flexíveis para conexões de caixas de junção deverão ser metálicos, com cobertura tipo trança em liga de Cobre e comprimento conforme lay-out da instalação.

O comprimento mínimo dos eletrodutos flexíveis deverá ser 500 mm para saídas Ø2", com um multicabo.

As conexões de eletrodutos e acessórios deverão ser do tipo NPT.

7.4.3.2 As bandejas deverão ser metálicas e galvanizadas a fogo (tipo pesado) e ter largura mínima de 200 mm, caso necessário poderão ser usadas bandejas de fibra de vidro. Os parafusos e porcas para as bandejas deverão em aço inox.

7.4.3.3 Unidades seladoras deverão ser instaladas nas entradas de todos os instrumentos e caixas de junção, nas instalações Ex d.

Nota: Nos novos Empreendimentos, os prensa-cabos deverão ser metálicos em aço inox ou em latão naval adequados à classificação da área. O elastômero / borracha de vedação deverá ser resistente a derivados de petróleo / atmosfera com hidrocarbonetos.

7.4.3.4 Para especificação de cabos para instrumentação deverão ser seguidos a Norma PETROBRAS N-2384 e a Tabela 7.4 A.

Nos novos Empreendimentos os cabos de instrumentação deverão ser adequados para instalação com prensa-cabos, considerando a classificação elétrica da área.

Tabela 7.4 A

COMUNICAÇÃO	TIPO DE SINAL	APLICAÇÃO	Nº. DE COND., PARES, TERNAS OU QUADRAS	DESCRIÇÃO	SEÇÃO NOMINAL MÍNIMA (mm²)	CL DE ISOLAÇÃO (kV)	BLINDAGEM + FIO DRENO		TIPO SEG. N-2384
							INDIVIDUAL	COLETIVA	
Física	4 a 20 mA	Transmissor Analógico, Eletrônico e Posicionador	1 P	Cabo para instrumentação	1	0,3	FPA + FCE	-	B
			12 P	Multicabo para instrumentação	0,5	0,3	FPA + FCE	FPA + FCE	B
	Outros	Detetor de gás	1 T	Cabo para instrumentação	1	0,3	FPA + FCE	-	F
		Detetor de fogo	1 T ou 1 Q	Cabo para instrumentação	1	0,3	FPA + FCE	FPA + FCE	F ou G
	mV	Termopar Tipo K	1 P	Cabo de extensão para termopar tipo K	1	-	FPA + FCE	-	-
			12 P	Multicabo de extensão para termopar tipo K	0,5	-	FPA + FCE	FPA + FCE	-
	Ω	Termoresistência (RTD)	1 T	Cabo para instrumentação	1	0,3	FPA + FCE	-	F
			8 ou 12 T	Multiterna para instrumentação	0,5	0,3	FPA + FCE	FPA + FCE	F
	Discreto	Botoeira (Acionador Manual), Chave Fim de Curso (Chave Limite), Chave de Processo, Chave	1 P	Cabo para instrumentação	1	0,3	FPA + FCE	-	B
			12 P	Multicabo para instrumentação	0,5	0,3	FPA + FCE	FPA + FCE	B
		Solenóide 120 Vcc (1) Solenóide 24 Vcc (2)	1 P	Cabo para comando	1,5 (3)	0,3	-	FPA + FCE	D
			12 P	Multicabo para comando	1,5 (3)	0,3	-	FPA + FCE	D
Rede	FF-H1	Transmissor Eletrônico e Posicionador	1 P	Cabo Tipo "A" Fieldbus	(4)	0,3	(4)	(4)	(4)
	PROFIBUS-DP	C.C.M. Inteligente (2), Remota E/S e Válvula Motorizada	1 P	Cabo Tipo "A" PROFIBUS DP	(4)	0,3	(4)	(4)	(4)
	MODBUS	PLC	1 P	Cabo para instrumentação	1	0,3	FPA + FCE (5)	-	B
Física	Alimentação	Painéis e Remotas E/S	1 a 3 C	Cabo para alimentação	2,5 (3)	(6)	-	FPA + FCE	-
		Instrumento ou Equipamento de Instrumentação	1 P	Cabo para alimentação	1,5 (3)	(6)	-	FPA + FCE	-
			12 P	Multicabo para alimentação	1,5 (3)	(6)	-	FPA + FCE	-
			2 ou 3 C	Cabo para alimentação	2,5	(6)	-	FPA + FCE	-

Legenda:

C	Condutores
P	Pares
Q	Quadras
T	Ternas
FCE	Fio de Cobre Estanhado
FPA	Fita Poliéster Aluminizada

Notas Gerais:

Para todos os tipos de cabo deverá ser atendida classe de temperatura mínima de 70 °C para a capa externa. A especificação do cabo pelo projetista deverá levar em consideração a temperatura ambiente máxima em todo percurso, principalmente próximo a fornos, caldeiras, reatores, sistemas de dessuperaquecimento, etc.

(1) Segue Filosofia do Sistema de Alimentação Elétrica para as unidades existentes.

(2) Segue Filosofia do Sistema de Alimentação Elétrica para as novas unidades.
(3) É de responsabilidade do projetista fazer o dimensionamento do cabo.
(4) Conforme IEC 61158 e IEC 61784, com características similares ao tipo B da N-2384.
(5) A especificação de outro tipo de cabo, deverá ser definida para cada projeto específico.
(6) A classe de tensão deverá ser definida para cada painel.

7.4.3.5 As réguas de bornes de painéis, caixas de junção, etc. deverão ser aprovadas para serviços em ambientes corrosivos, atendendo no mínimo às seguintes normas :

ASTM B117-03 Standard Practice for Operating Salt Spray (Fog) Apparatus e /ou

NBR 5395 Componentes e Equipamentos Eletrônicos – Ensaios de Ambiente e de Resistência Mecânica Ensaio Ka – Névoa Salina

As réguas de bornes deverão atender a classe de isolamento de 500V devendo ser dimensionada em função da bitola dos cabos a serem montados.

7.4.3.6 Os bornes deverão seguir os seguintes requisitos:

Bornes de passagem:

a) Material condutor totalmente não ferroso conforme Portaria 43 do INMETRO
b) Corpo isolante em material auto-extinguível
c) Aprovado pelo Inmetro para uso em áreas à prova de explosão
d) Parafuso imperdível
e) Pé universal para fixação em trilho DIN

Bornes Seccionáveis:

a) Deverão possuir seccionamento tipo faca e seguir os mesmos requisitos dos bornes de passagem.

Bornes Porta Fusível com Indicação Luminosa:

a) Deverão possuir seccionamento tipo faca com indicação luminosa de falha para a faixa definida pelo detalhamento via led e seguir os mesmos requisitos dos bornes de passagem.
b) Por questão de segurança estes bornes deverão ser fechados não necessitando de tampa final adicional

Bornes Duplos com 1 Diodo:

a) Deverão seguir os mesmos requisitos dos bornes de passagem e possuir diodo de supressão.

O número máximo de cabos em cada lado do borne é dois, nesta condição deverá ser usado terminal duplo. Sendo necessário maior número deverão ser usados conectores do tipo ponte e o número de bornes necessários para atender esta restrição.

7.4.3.7 Terminais

Os terminais deverão ser tubulares, condutor totalmente em cobre, com seção transversal de 0,5 a 2,5 mm^2 seguindo o padrão de cores conforme DIN 46 228-4: 1990-09.

7.5. Critérios de Folga para Materiais de Instrumentação

Nas requisições de materiais deverá ser adotada a seguinte tabela:

ITEM	FOLGA
Válvulas	10%
Tubos e Conexões	10%
Tubings (Cobre e Inox)	20%
Conexões de compressão	25%
Eletrodutos e Acessórios	10%
Bandejas	10%
Cabos e Multicabos	10%

7.6. Aterramento

O aterramento de instrumentos e cabos deverá ser implementado conforme Norma API RP 540.

7.7. Montagem de Conectores, Cabos, Identificadores e Alicates

A montagem dos conectores deverá ser executada por profissional qualificado usando ferramentas adequadas, sendo com alicates de decapagem e corte ou alicates para conectores ou terminais específicos.

A decapagem mecânica dos cabos elétricos para montagem de terminais deverá ser feita por alicates próprios especiais, que garantam o correto corte do isolamento. Os alicates deverão ser automáticos, próprios para cortar e decapar cabos de até 6 mm2 sem necessidade de regulagens por bitola de cabo. O fabricante do alicate deverá dar opção de aquisição avulsa das partes que poderão sofrer desgastes, possibilitando assim aproveitar o corpo do alicate.

A prensagem do terminal deverá ser feita por alicate de crimpar automático compatível com terminais tubulares, e de acordo com a bitola do cabo.

Obrigatório sistema de catraca, não se admitindo a prensagem com uso de alicates manuais onde a força de prensagem é definida apenas pelo esforço do operador/ eletricista/ montador.

Alicates onde o comprimento a ser “descascado” ou decapado dependa apenas do operador/ eletricista/ montador não serão admitidos.

Os identificadores deverão ser compostos por:

a) Porta-identificadores transparentes feitos em material auto-extinguível para cabos até 2,5 mm^2.

b) Porta-identificadores para cabos múltiplos utilizados em conjunto com abraçadeiras.

c) Identificadores para porta identificador transparente em material auto-extinguível resistente conforme normas DIN 30 646:1993-11 e DIN VDE 0611-1:1977-1, gravado por meio de máquina de plotter ou caneta manual.

d) Outras formas de identificação deverão ser aprovadas pela PETROBRAS.

7.8. Teste de Malhas

Os testes de malhas deverão seguir os requisitos da EG-80/08.

7.9. Sistema de Detecção de Gás e Incêndio

A localização e quantidade de cada tipo de detector de gás e incêndio deverão ser determinadas nas Plantas de Segurança das Unidades e interligadas ao SDCD correspondente.
O Sistema de Detecção de Gás e Incêndio deverá ser tratado em Especificações Técnicas próprias para os novos empreendimentos respeitando a classificação da área, características dos gases e recomendações dos fabricantes.

8. DOCUMENTAÇÃO DE PROJETO A SER APRESENTADA PARA IMPLEMENTAÇÕES COM INSTRUMENTAÇÃO CONVENCIONAL

8.1. Geral

A documentação técnica mínima que deverá constituir o projeto de detalhamento de instrumentação, está definida na Norma N-1883, a qual deve ser obedecida integralmente, com as modificações indicadas a seguir.

A documentação deverá ser fornecida em meio digital. Os softwares utilizados deverão gerar arquivos editáveis utilizando:

a) Microsoft ® Word (extensão .doc)

b) Microsoft ® Excel (extensão .xls)

c) AutoCAD® (extensão .dwg)

d) Editores de texto (extensão .txt)

Para gerenciamento de projetos/documentação nos novos empreendimentos deverá ser utilizado o software COMOS do fornecedor Innotec.

8.2. Fluxogramas de Engenharia

Formato aplicável: 10A4..... EG-00/02
Carimbo:..... N-381

Normas aplicáveis:

N-58 Símbolos gráficos para fluxogramas de processo e engenharia;
ISA-S5.1 Instrumentation Symbols and Identification;
EG-80/05 Critérios para identificação de componentes e sistemas de instrumentação;
EG-90/1 Identificação de utilidades e serviços auxiliares para fluxogramas.

Deverá ser feita a representação completa das malhas de instrumentação com as seguintes exceções:

a) Os alarmes de variáveis analógicas deverão ser indicados de forma simplificada ao lado da simbologia do controlador

b) Comandos, sinalizações e alarmes de equipamentos, sequenciamentos e intertravamentos, que serão representados de forma detalhada em documentos específicos.

A identificação dos instrumentos deverá estar de acordo com o Critério Regap EG-80/05.

A identificação de equipamentos e tubulações deverá ser conforme EG-00/7.

A identificação das utilidades e serviços auxiliares deverá ser conforme EG-90/1.

Todos os bloqueios, simples ou duplos, das linhas de impulso para instrumentos deverão ser representados.

Os produtos e/ ou utilidades citados na legenda, deverão indicar o nº do documento REGAP ao qual pertencem.

Para as unidades existentes as válvulas de controle deverão ter a seguinte indicação de posição de falha:

a) AA - Ar Abre

b) AF - Ar Fecha

c) FMA - Na falha de ar a válvula se mantém na última posição por um tempo pré-estabelecido e depois abre.

d) FMF - Na falha de ar a válvula se mantém na última posição por um tempo pré-estabelecido e depois fecha.

Para novos empreendimentos as válvulas de controle deverão ter a indicação de posição de falha de acordo com o seguinte critério:

a) FA (Falha Abre)

b) FF (Falha Fecha)

c) FMA - Na falha de ar a válvula se mantém na última posição por um tempo pré-estabelecido e depois abre.

d) FMF - Na falha de ar a válvula se mantém na última posição por um tempo pré-estabelecido e depois fecha.

e) FM - Na falha de ar a válvula se mantêm na última posição.

Deverá ser feita a indicação dos intertravamentos destacando o executor da lógica usando o critério indicado a seguir.

As malhas pertencentes ao intertravamento de segurança deverão ser identificadas conforme simbologia adequada e com a inscrição “I1” para intertravamento executado pelo Sistema Eletrônico Programável - “PES”.

As malhas de intertravamento executadas pelo SDCD deverão ser identificadas conforme simbologia adequada e com a inscrição “I2”.

As malhas de intertravamento executadas por sistemas dedicados deverão ser identificadas conforme simbologia adequada e com a inscrição “In”, onde n é número seqüencial, a ser definido pelo detalhamento.

As medições de nível de interface deverão ser destacadas nos Fluxogramas de Engenharia.

A pressão de ajuste de todas as válvulas de segurança deverá ser indicada nos desenhos, junto às válvulas.

Em projetos que utilizem tecnologia Foundation Fieldbus, HART e Profibus (válvulas motorizadas, inversores,etc) a CONTRATADA deverá apresentar para aprovação da PETROBRAS/REGAP uma forma de representar nos fluxogramas os instrumentos destas tecnologias antes da primeira emissão dos Fluxogramas de Engenharia.

Para Foundation Fieldbus seguir a AG-181. Nos itens 11.12 e 11.13 algumas formas de representação são apresentadas.

Para malhas do SIS (Sistema Instrumentado de Segurança) e malhas interligadas a Remotas de E/S do SDCD ver item 11.13

8.3. Lista de Instrumentos

Formato aplicável: A3 ..... Item 10.2.16

Identificação dos instrumentos: .....ISA-S5.1 e EG-80/05 da REGAP

A lista de instrumentos deverá conter no mínimo as seguintes informações:

Tag, Localização, Tipo, Sistema, Serviço, Linha ou Equipamento, Fluxograma, Folha de Dados, Planta de Instrumentação, Diagrama de Malhas, Planta de Tubulação ou Isométrico, Detalhes Típicos de Instalação ao Processo, Detalhes Típicos de Instalação Elétrico, Detalhes Típicos de Instalação Pneumático, Detalhes Típicos de Instalação Suportação, Tag Projeto Básico / Fornecedor / Outros, Notas e Revisão.

Deverá ser emitido um documento para cada Unidade de Processo.

Deverá ser indicada somente a função principal da malha dentro do sistema, outras funções lógicas/ matemáticas configuráveis não deverão ser indicadas.

Todas as funções e alarmes de segurança associados ao SIS deverão estar relacionadas.

Os instrumentos de unidades pacotes deverão ter no campo localização a identificação do equipamento e do fornecedor do pacote.

Os posicionadores deverão ser incluídos na Lista de Instrumentos.

Deverá ser prevista uma coluna para referência cruzada de TAG Nº de Projeto Básico, Unidade Pacote ou outro, com o TAG Nº final do projeto de detalhamento.

Deverá ser prevista uma coluna para a informação do sistema ao qual pertence a malha (convencional, SIS, FF...)

8.4. Lista de Equipamentos de Instrumentação

Formato aplicável: A4..... N-381

Deverão ser relacionados todos os painéis de instrumentação instalados no campo ou na CCL, incluindo os painéis de SDCD, PES e sistemas dedicados, painéis de distribuição de alimentação, painéis de rearranjo, etc.

Deverão ser incluídas no mínimo as seguintes informações: Identificação, Descrição, Unidade de Processo e Fabricante do equipamento.

8.5. Diagrama Lógico

Formatos aplicáveis: A1..... N-381
A3..... Itens 10.2.1 e 10.2.2

Deverá ser elaborado de acordo com a norma ISA S5.2.

Este documento é gerado a partir das informações contidas no Memorial Descritivo do Sistema Instrumentado de Segurança e traduz em forma de portas lógicas a filosofia de operação de equipamentos e sistemas, indicando todas as entradas e saídas, interfaces entre sistemas, interfaces físicas, as seqüências de operação e os níveis de ocorrência dos eventos.

Para diagramas de sistemas mais complexos tais como: fornos, compressores, etc; deverá ser utilizado o formato A1, o qual deverá conter a lógica geral.

A partir do desdobramento do diagrama lógico geral deverão ser elaborados os diagramas por tipo de operação (lógicos particulares), por exemplo: sistema de purga, sistema de combustão de óleo, etc; todos no formato A3.
Para sistemas simples, como por exemplo bombas poderão ser utilizados formatos A3.

Na diagramação do desenho deverão ser representadas todas as entradas à esquerda e todas as saídas à direita, agrupadas de acordo com a operação, de modo a facilitar a interpretação.

O diagrama deverá indicar através de tipos de linhas, os limites que definem os sistemas nos quais a lógica será implementada; caracterizando claramente as entradas, saídas e interfaces entre esses sistemas, por exemplo SDCD, CLP, painel de intertravamento, CCM, painel local, etc.

Na parte central do desenho deverá estar indicado o executor da lógica.

Todas as interfaces de sinais, físicas ou em rede, deverão estar claramente indicadas e diferenciadas.

As entradas e saídas para painéis deverão ter a identificação do painel de origem ou destino ao lado da identificação do sinal.

Blocos de funções que se repitam em um mesmo diagrama poderão ser configurados como “típico”, e serem representados uma única vez; mostrando nas demais apenas um retângulo com as entradas, saídas e o nº do típico.

No campo de notas do documento deverá ser informada que a filosofia adotada para “nível lógico” é igual a 0 (zero) para situação Normal e 1 (um) para situação anormal (nível alto, pressão muito alta, fechar válvula).

Deverá ser prevista temporização inicial para todas as entradas, com um tempo de 5 segundos.

8.6. Diagrama Funcional

Formato aplicável: A3..... Itens 10.2.3 e 10.2.4

A simbologia deverá ser de acordo com a Norma N-898.

Deverá ser representada a alimentação para os instrumentos indicando chaves seccionadoras, fusíveis e bornes.

Deverá ser indicada a ligação física da lógica quando a mesma for executada por relés, mostrando chaves de campo, bornes, relés e elementos finais.

Para os relés temporizados deverão ser indicados os ajustes de tempo.

Quando for indicado um relé, os contatos deste deverão ser identificados quanto a sua posição no diagrama funcional por meio de tabela de endereços posicionada abaixo da respectiva bobina. Os contatos de reserva também deverão ser representados.

As notas gerais do documento deverão incluir para todos os tipos de sinal (contatos de relés, chaves de processo, fim de curso, comandos manuais, etc.) as condições em que os contatos serão representados. Deverão também ser incluídas a definição da filosofia de funcionamento para relés, chaves de processo, válvulas solenóides, saídas para sinalização de alarmes e saídas para comando de motores.

A condição deverá preferencialmente ser única para todo o documento: condição de prateleira, condição normal de operação do processo ou condição anormal de operação do processo.

8.7. Lista de Rearranjo

Formato aplicável: A4..... Itens 10.2.17 e 10.2.18

A Lista de Rearranjo deverá ser gerada através de banco de dados com possibilidade de emissão de relatórios em Microsoft Excel conforme necessidade de montagem. A lista contemplará todas as informações necessárias para a interligação do instrumento até a Casa de Controle Local e SDCD.

Deverão ser representados e identificados: Tag do instrumento, caixa de junção, cabos/multicabos, painel de rearranjo, réguas de bornes, painéis, e tensão de alimentação, bem como a continuidade das blindagens individuais e coletivas.

8.8. Diagrama de Interligação

O Projeto de Detalhamento deverá avaliar a necessidade de gerar Diagrama de Interligação. Este documento permite visualizar a correta ligação de todos os elementos do circuito desde o campo até o sistema de supervisão. O tamanho do formato aplicável deverá ser avaliado pelo Detalhamento.

8.9. Diagrama de Malhas

Formato aplicável: A3..... Itens 10.2.5 e 10.2.6

Este documento é um diagrama esquemático que mostra de forma individual todos os componentes de uma malha de controle com a definição clara e completa de todas as interligações, inclusive pontos de alimentação de energia.

Deverá ser representada uma malha de controle por folha.

Para as malhas abertas (indicação e alarme) poderão ser representadas até três malhas por folha.

Deverão ser representadas malhas locais pneumáticas.

Deverá ter folha índice ordenada por tags relacionando a identificação seqüencial das malhas contidas no documento (variável e seqüencial)

Deverá conter simbologia e codificação adotadas.

Os instrumentos e bornes deverão estar posicionados em colunas conforme a sua localização (campo, caixas de junção, painel auxiliar, etc.).

Todos os elementos primários (sensores) deverão ser representados, bem como a ligação entre sensor e transmissor.

Os cabos, multicabos, caixas de junção, bornes, réguas de bornes, número do painel etc, deverão estar identificados conforme Norma REGAP EG-80/05.

Deverá ser representada a continuidade das blindagens individuais e coletivas.

Deverão ser representadas as funções internas ao SDCD ou ao CLP e aquelas apresentadas nas telas para o operador.

Deverá ser Indicada a ação das válvulas de controle e do controlador (direto ou reverso).

8.10. Lista de Ajustes e Alarmes

Formato aplicável: A4..... N-381

A lista de ajustes e alarmes deverá conter:

a) Tag e Faixa Calibrada do Instrumento

b) Ajustes Alarmes e Trip: Falha Sinal L, Trip de Baixa, Alarme de Baixa, Alarme de Alta, Trip de Alta, Falha Sinal H

c) Unidade e Notas

A lista de ajustes e alarmes deverá contemplar todos os pontos de ajustes e alarmes da instrumentação necessários à operação da unidade operacional, inclusive os relativos às unidades pacote.

Deverá conter a relação dos pontos de alarmes e intertravamentos indicando valores de ajustes das variáveis de processo e identificando funções de alarme ou sinalização.

A lista de ajustes e alarmes deverá ser gerada para projetos de novos empreendimentos e grandes reformas.

8.11. Lista de Entradas e Saídas

A lista deverá ser gerada em forma de planilha usando o software Excel.

Essa lista deverá ser emitida na fase inicial do projeto de detalhamento e deverá subsidiar a etapa de dimensionamento e aquisição dos sistemas SDCD e PES.

A lista deverá conter as seguintes colunas:

a) Relação dos pontos de entradas e saídas ordenadas por tag (variável x seqüencial)

b) Indicação do tipo de sinal 4-20 mA, contato , rede de campo FF, rede de campo Profibus, etc.

c) Indicação do tipo de entrada / saída (entrada analógica, saída analógica, entrada de temperatura, entrada discreta e saída discreta)

d) Indicação do sistema a que o sinal está relacionado SDCD/ PES/ Sistemas Dedicados.

e) Colunas com quantitativos por tipo de sinal e sistema, fazendo a totalização por área de processo

f) Resumo quantitativo das diversas áreas de processo contempladas pelo empreendimento.

Atenção deve ser dada para casos de um mesmo sinal físico que seja saída de um sistema e entrada de outro.

Essa lista deverá levar em consideração a arquitetura do sistema de supervisão e controle da REGAP e as diversas CCL's envolvidas.

8.12. Planta de Instalação Pneumática

Formato aplicável: 10A4..... EG-00/02
Carimbo:..... N-381

As Normas REGAP aplicáveis são:

EG-80/03 - Simbologia e Identificação para Plantas de Instrumentação.

EG-80/04 - Execução de Desenho de Planta de Instrumentação.

A planta deverá representar apenas uma Unidade de Processo por desenho.

A escala do desenho deverá ser preferencialmente 1:50; será aceita a escala 1:25 em áreas de muita concentração de instrumentos.

O desenho deverá incluir pontos de referência, tais como vasos, colunas, etc.

A simbologia utilizada na identificação dos instrumentos deverá ser representada na legenda.

Deverá ser representada a seta Norte verdadeiro (N).

No caso em que se tenha mais de dois desenhos para uma mesma unidade deverá ser representada, junto à legenda, uma planta chave da unidade com a localização do desenho em questão hachurada.

Deverão ser identificados dados tais como: quantidade e identificação dos tubos, elevações, mudanças de elevação, etc.

Tubos individuais de transmissão de sinal, deverão ser encaminhados através de calhas metálicas (perfuradas).

Representar a rede principal de ar e seus ramais com seus respectivos diâmetros e elevações.

A identificação dos instrumentos deverá ser feita através de linhas de chamada, externas aos limites do desenho e com referência cruzada de numeração.

Deverá ser feito à parte um sumário de material levantado na planta; contendo inclusive os materiais dos suportes utilizados na montagem. Este sumário não será emitido, sendo considerado um documento para referência e verificação futura.

Deverão estar relacionados todos os desenhos de referência (numeração REGAP).

Nota: Para os novos Empreendimentos a Planta de Instalação Pneumática e a Planta de Instalação Elétrica deverão ser integradas em um único documento denominado Planta de Instrumentação.

8.13. Planta de Instalação Elétrica

Formato aplicável: 10A4..... EG-00/02
Carimbo:..... N-381

As Normas REGAP aplicáveis são:

EG-80/03 Simbologia e Identificação para Plantas de Instrumentação.
EG-80/04 Execução de Desenho de Planta de Instrumentação.

A planta deverá representar apenas uma Unidade de Processo por desenho.

A escala do desenho deverá ser preferencialmente 1:50; será aceita a escala 1:25 em áreas de muita concentração de instrumentos.

O desenho deverá incluir pontos de referência tais como vasos, colunas, etc.

A simbologia utilizada na identificação dos instrumentos deverá ser representada na legenda.

Sempre que necessário deverão ser geradas plantas de corte para complementar o entendimento e facilitar a montagem.

Deverá ser representada a seta Norte verdadeiro (N).

No caso em que se tenha mais de dois desenhos para uma mesma unidade deverá ser representada, junto à legenda, uma planta chave da unidade com a localização do desenho em questão hachurada.

A identificação e elevação dos instrumentos deverão ser feitas através de linhas de chamada, externas aos limites do desenho e com referência cruzada de numeração.

Deverão ser identificados dados tais como: bitola dos eletrodutos, largura das bandejas, tipo de sinal, quantidade e identificação de cabos e multicabos, elevações e mudança de elevações, etc.

Os cabos de sinal eletrônico e termopares deverão ser separados dos cabos com outros níveis de tensão, conforme os afastamentos na Norma N-1882.

O material elétrico deverá ser adequado à classificação elétrica de área definida para a Unidade.

A simbologia e codificação da instalação da rede elétrica deverão ser feitas conforme Norma N-298.

Para a execução de projetos de ampliação e melhorias em unidades existentes deverão ser utilizadas simbologias distintas para indicar os instrumentos, caixas de junção, eletrodutos, bandejamento, etc. que serão acrescentados, bem como os que serão desmontados. A simbologia adotada deverá estar claramente indicada na legenda do documento. Ao final do projeto deverá ser feita a revisão “conforme construído”, quando a diferenciação na simbologia deverá ser retirada, indicando a partir daí, que todo o conteúdo da planta passa a ser existente.

Nota: Para os novos Empreendimentos a Planta de Instalação Pneumática e a Planta de Instalação Elétrica deverão ser integradas em um único documento denominado Planta de Instrumentação.

8.14. Lista de Cabos de Instrumentação

Formato aplicável: A4..... Item 10.2.20

Os instrumentos deverão ser agrupados por caixa de junção e por tipo de sinal, conforme definido na EG-80/05.

A lista deverá indicar os condutores de cada cabo/multicabo e blindagens.

8.15. Diagrama Unifilar de Alimentação Elétrica (quadro de carga)

Formato aplicável: A2 -A0..... N-381
Carimbo:..... N-381

Deverá estar indicada a filosofia de alimentação dos instrumentos (sistema de bateria, fontes, etc.).

Deverão estar indicados e identificados todos os equipamentos do sistema.

Deverão estar indicados no desenho os limites de projeto entre as disciplinas de Instrumentação e Elétrica.

Deverão estar identificados, todos os alimentadores de entrada para os diversos níveis de tensão.

Deverão conter os dados dos equipamentos tais como: tensão, potência, carga, relação de transformação, etc.

Deverá estar representado um quadro de cargas para cada tipo de alimentação.

Deve ser representada no diagrama a filosofia de aterramento adotada no projeto.

8.16. Detalhes de Instalação Elétrica

Formato aplicável: A3..... Itens 10.2.8 e 10.2.9

Deverá ser gerado em forma de planilha utilizando software Excel, com desenho a ser inserido em AutoCAD® (extensão .dwg).

Deverá ser emitido um documento por Unidade de Processo.

Deverá ter folha índice relacionando a identificação dos instrumentos contidos no documento.

Representará o detalhe típico de instalação elétrica entre o instrumento e o condulete (limite de detalhamento entre este detalhe e a planta de interligação elétrica).

Deverão estar relacionados os instrumentos e as plantas de interligação elétrica aplicáveis.

Deverá conter uma tabela de descrição dos materiais com suas quantidades individuais por detalhe.

A codificação de material deverá estar de acordo com a Norma N-298.

Deverá ser feito, à parte, um sumário de material abrangendo todas as folhas do documento.

8.17. Detalhes de Instalação Pneumática

Formato aplicável: A3..... Itens 10.2.10 e 10.2.11

Deverá ser gerado em forma de planilha utilizando software Excel, com desenho a ser inserido em AutoCAD® (extensão .dwg).

Deverá ser emitido um documento por unidade de processo.

Deverá ter folha índice relacionando as identificações dos instrumentos contidos no documento.

Representará o detalhe típico de instalação pneumática entre o instrumento e a válvula de bloqueio de suprimento de ar (limite de detalhamento entre este detalhe e a planta de interligação pneumática).

Deverá representar, em uma única página, toda a ligação de campo.

Deverão estar relacionados os instrumentos e as plantas de interligação pneumática aplicáveis.

Deverá conter uma tabela de descrição dos materiais com suas quantidades individuais por detalhe.

Deverá ser feito à parte um sumário de material abrangendo todas as folhas do documento.

8.18. Detalhes de Instalação ao Processo

Formato aplicável: A3..... Itens 10.2.12 e 10.2.13

Deverá ser gerado em forma de planilha utilizando software Excel, com desenho a ser inserido em AutoCAD® (extensão .dwg).

Deverá ser emitido um documento por unidade de processo.

Deverá ter folha índice relacionando a identificação dos instrumentos contidos no documento.

Deverá estar representado claramente o limite de escopo entre as disciplinas de Tubulação e Instrumentação.

Deverá apresentar a orientação das tomadas para medições de vazão (pressão diferencial).

Deverá ser representado o sentido do fluxo nas placas de orifício; nos instrumentos de pressão diferencial deverão ser identificadas as tomadas de alta /baixa pressão.

Deverá apresentar a orientação das tomadas e suas respectivas elevações nas montagens.

Deverá indicar a inclinação dos tubos nas montagens remotas.

Deverá relacionar os instrumentos e as plantas de tubulação ou desenhos isométricos aplicáveis.

Deverá conter uma tabela com a descrição dos materiais com suas quantidades individuais por detalhe.

8.19. Detalhes de Suportação

Formato aplicável: A3..... Itens 10.2.14 e 10.2.15

Deverá ser gerado em forma de planilha utilizando software Excel, com desenho a ser inserido em AutoCAD® (extensão .dwg).

Deverá ser emitido um documento por unidade de processo.

Deverá ter folha índice relacionando a identificação dos instrumentos contidos no documento.

Deverá representar o suporte a ser utilizado para cada instrumento, caixa de junção e painel local e a descrição do material a ser utilizado.

Deverá ser feito à parte um sumário de material abrangendo todas as folhas do documento.

8.20. Detalhes Gerais de Montagem

Formato aplicável: A3..... N-381

Deverão conter detalhes de estruturas metálicas para painéis locais, suportes típicos de montagem, manifolds de instrumentos, eletrodutos, bandejas, etc.

Deverá indicar a quantidade de material de cada suporte típico.

A quantidade de material será computada no sumário feito para cada planta.

8.21. Folha de Dados

As Folhas de Dados deverão ser emitidas por tipo de instrumento e unidade de processo em formato A4.

O software utilizado deverá ser Excel.

Deverá conter as informações necessárias ao projeto de Detalhamento e para a compra do instrumento conforme normas padronizadas no item 9.

8.22. Memorial de Cálculo

Deverá ser emitido para os seguintes casos:

a) Dimensionamento e seleção das válvulas de controle
b) Dimensionamento e seleção das válvulas de segurança
c) Dimensionamento e seleção das válvulas de pressão e vácuo
d) Dimensionamento dos elementos de vazão e orifícios de restrição
e) Ajuste de elevação e supressão para medidores de pressão e pressão diferencial onde for aplicável

Poderão ser apresentados somente os resultados dos cálculos, no caso de utilização de programas desenvolvidos para cálculos, desde que estes sejam aceitos pela PETROBRAS e estejam enquadrados nos critérios e Normas aplicáveis mais restritos.

8.23. Especificações de Compra

Aplicável somente em projetos de grande porte (Unidades novas, revamps, etc)

Em complementação à documentação de compra serão emitidas especificações de compra (EC's) contendo as seguintes informações:

a) Escopo de fornecimento
b) Prazo e local de entrega
c) Documentação anexa
d) Documentos a serem apresentados
e) Garantia

f) Critérios de sobressalentes

g) Relação de itens a serem fornecidos

8.24. Parecer Técnico

O parecer técnico deverá ser sempre conclusivo e conter, no mínimo as seguintes informações:

a) Relação de proponentes

b) Documentos de cada proponente utilizados no processo

c) Escopo de fornecimento

d) Conclusão, discriminando entre aceitáveis, com restrição e inaceitáveis

e) Descrição clara dos motivos técnicos que determinam as conclusões

Anexo ao parecer deverá ser feito um mapa comparativo da especificação com análise das propostas recebidas.

O parecer técnico deverá indicar toda correspondência trocada com os proponentes e/ou REGAP durante o processo de análise.

Além destes, os critérios e normas do setor de Suprimento da PETROBRAS deverão ser seguidos.

8.25. Memorial Descritivo de Construção e Montagem

O Memorial Descritivo de Construção e Montagem deverá conter no mínimo as seguintes informações:

a) Objetivo

b) Informações gerais

c) Descrição geral dos serviços

d) Descrição objetiva dos serviços de campo, da casa de controle local e de atualização da documentação técnica do projeto

e) Documentação anexa

f) Documentação técnica de projeto

8.26. Memorial Descritivo para Serviços de Manutenção em Válvulas de Segurança

O Memorial Descritivo para Serviços de Manutenção em Válvulas de Segurança é aplicável em projetos de reforma e melhorias e deverá conter no mínimo as seguintes informações:

a) Objetivo

b) Serviços a serem executados

c) Materiais necessários ao serviço

8.27. Filosofia de Interligação do Sistema de Controle

Deverá contemplar todos os tipos de interligações existentes no Sistema de Controle. O formato deverá seguir o padrão ABNT dependendo da necessidade de projeto.

8.28. Matriz de Causa e Efeito

Formato aplicável: A3.....Item 10.2.21

Este documento será gerado no projeto básico e atualizado na fase de detalhamento. A matriz de causa e efeito deverá ser revisada “Conforme Construído” após partida da unidade incorporando todas as modificações ocorridas no decorrer do empreendimento.

A matriz de causa e efeito deverá contemplar os seguintes requisitos:

a) Nº do fluxograma de engenharia tanto para causa como efeito
b) Nível de SIL (Nível de Integridade de Segurança) conforme N-2595
c) Necessidade de temporização
d) Definição da lógica de votação 1 de 2, 2 de 2 e 2 de 3
e) Executor da lógica SDCD ou PES
f) Contorno operacional/ manutenção
g) Legenda para efeito (deverá ser preenchida na interseção linha x coluna).
   C- Fechar (close)
   O- Abrir (open)
   R- Partir (run)
   S- Parar (stop)
   T- Parada de Emergência (Trip)
   P- Permissão para abrir ou partir

8.29. Planta Geral de Encaminhamento

Formato aplicável: A1 ou A0..... N-381
Carimbo:..... N-381

A planta geral de encaminhamento deverá contemplar:

a) Localização de caixas de junção, painéis locais e remotas de E/S de campo
b) Encaminhamento principal de leitos de cabos e eletrodutos de redes
c) Cortes e detalhes aplicáveis
d) Tabela contendo referência cruzada da posição da planta, a identificação de caixas de junção, painéis locais e remotas de E/S de campo, locação (eixos), e

o nº da planta de instalação específica. Incluir identificação dos leitos e bandejas.

Deverão ser geradas plantas separadas para as redes de campo (FF, Profibus, Modbus, etc.).

Todas as interligações entre painéis e caixas de junção devem estar contempladas, incluindo cortes e detalhes das canaletas, bandejas e eletrodutos.

Os painéis locais, caixas de junção, multicabos, cabos de fibra ótica e leitos deverão ser identificados de forma que se possa acompanhar o seu encaminhamento até a Casa de Controle Local (CCL).

Todos os eletrodutos, bandejas e leitos representados deverão ser identificados conforme EG-80/05.

Deverá conter uma tabela com a identificação dos trechos de eletrodutos, bandejas ou leitos entre derivações e a relação de cabos do trecho.

A projetista deverá avaliar, de acordo com a densidade de informações, qual será a escala adequada para cada desenho e quantos desenhos serão necessários.

O encaminhamento da interligação entre a Casa de Controle Local (CCL) e Centro Integrado de Controle (CIC) deverá ser implementado em planta separada gerada pelo projeto de detalhamento utilizando o plano diretor atualizado.

Após finalização do projeto a PETROBRAS deverá utilizar esta versão do encaminhamento entre CCL e CIC para atualização e/ou implementações que se fizerem necessárias.

8.30. Lista de Cabos de Rede

Formato aplicável: A4..... Item 10.2.19

A lista deverá ser gerada em forma de planilha usando o software Excel.

A lista de cabos de rede deverá conter, onde aplicável, no mínimo as seguintes informações:

a) Identificação
b) Tipo
c) Instalação
d) Nº de condutores por seção nominal
e) Classe de tensão
f) Classe de encordoamento
g) Comprimento
h) Origem e destino
i) Percurso

8.31. Mapa de Carregamento SDCD

Formato aplicável: A4..... Item 10.2.22

O mapa de carregamento deverá conter no mínimo as seguintes informações:

a) Gabinete
b) Coluna
c) Posição
d) Tipo
e) Modelo
f) Nº do cartão
g) Tag do Instrumento
h) Canal

8.32. Mapa de Carregamento SIS

Formato aplicável: A4..... Item 10.2.23

O mapa de carregamento deverá conter no mínimo as seguintes informações:

a) Gabinete
b) Chassi
c) Slot
d) Tipo
e) Nº do cartão
f) Tag do instrumento
g) Canal

8.33. Mapa de Carregamento Industrial IT

Formato aplicável: A4..... Item 10.2.24

O mapa de carregamento deverá conter no mínimo as seguintes informações:

a) Gabinete
b) Linha
c) Posição
d) Tipo
e) Modelo
f) Nº do cartão
g) Tag do instrumento

h) Canal

8.34. Típicos de Ligação

Os típicos de ligação deverão contemplar modelo com as informações necessárias para a interligação do instrumento até os painéis na Casa de Controle Local e interface no CIC. Deverão ser segregados por tipo de sinal e por tipo de sistema de controle SDCD, FF, PES e PROFIBUS.

9. NORMAS APLICÁVEIS

9.1. Geral

As normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho – NR´s e as normas regulamentadas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT deverão ser respeitadas como Lei e tem caráter mandatório.

As normas PETROBRAS têm caráter complementar e as especificações gerais complementam as normas PETROBRAS e definem opções da Regap.

As normas internacionais são complementares às normas acima. Elas devem ser usadas onde haja omissão nas normas acima. Quando houver conflito entre normas internacionais e normas brasileiras o mesmo deve ser relatado à PETROBRAS para definição. Em caso de conflitos com NR's do Ministério do Trabalho as NR's devem ser integralmente atendidas.

Todas as normas relacionadas neste item deverão estar em suas últimas revisões.

A PETROBRAS será responsável pela atualização de suas normas, rotinas e procedimentos internos.

A projetista será responsável pela utilização das normas nacionais e internacionais atualizadas. Se alguma norma citada neste documento tiver sido cancelada, cabe a projetista avisar imediatamente a PETROBRAS para que seja autorizado o uso de outra em sua substituição.

No eventual conflito de requisitos especificados pelas normas, deverão ser adotados os critérios mais restritos.

Os critérios aplicáveis para especificação, seleção e instalação de instrumentos, válvulas de controle, válvulas de segurança e elementos ao processo bem como de painéis, sistemas e outros componentes encontram-se nas normas relacionadas a seguir.

9.2. Principais Normas Aplicáveis

9.2.1 Normas Regulamentadoras do Ministério do Trabalho

Nº	TÍTULO
NR-10	Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade
NR-13	Caldeiras e Vasos de Pressão
NR-14	Fornos
NR-26	Sinalização de Segurança

9.2.2 INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia e Qualidade Industrial

Portaria 83 de 03 de abril de 2006 – Certificação de Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas

9.2.3 Normas Brasileiras

Nº	TÍTULO
ABNT NB 284	Válvulas de Segurança e/ou Alívio de Pressão – Aquisição, Instalação e Utilização
ABNT NBR 5363	Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas – Tipo de Proteção “d” – Especificação
ABNT NBR 5395	Componentes e Equipamentos Eletrônicos – Ensaios de Ambiente e de Resistência Mecânica – Ensaio Ka – Névoa Salina
ABNT NBR 5410	Instalações Elétricas de Baixa Tensão
ABNT NBR 5418	Instalações Elétricas em Atmosferas Explosivas
ABNT NBR ISO 5167-1	Medição de Vazão de Fluidos por meio de Instrumentos de Pressão – Parte 1: Placas de Orifício, Bocais e Tubos de Venturi Instalados em Seção Transversal Circular de Condutos Forçados
ABNT NBR IEC 60529	Graus de Proteção para Invólucros de Equipamentos Elétricos (Código IP)
ABNT NBR 8369	Marcação de Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas
ABNT NBR 8447	Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas de Segurança Intrínseca – Tipo de Proteção “I”
ABNT NBR 9518	Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas – Requisitos Gerais
ABNT NBR 9883	Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas – Segurança Aumentada – Tipo de Proteção “E”
ABNT NBR 10300	Cabos de Instrumentação com Isolação Extrudada de PE ou PVC para Tensões até 300 V
ABNT NBR 12313	Sistema de combustão – Controle e Segurança para Utilização de Gases Combustíveis em Processo de Baixa e Alta Temperatura
ABNT NBR 13225	Medição de Vazão de Fluidos em Condutos Forçados Utilizando Placas de Orifício e Bocais em Configurações Especiais (com furos de dreno em tubulações com diâmetros inferiores a 50 mm como dispositivos de entrada e saída e outras configurações)

9.2.4 Normas Corporativas (Nortec)

Nº	TÍTULO
N-4	Uso da Cor em Instalação Terrestre
N-57	Projeto Mecânico de Tubulação Industrial
N-58	Símbolos Gráficos para Fluxogramas de Processo e de Engenharia
N-59	Símbolos Gráficos para Desenhos de Tubulação
N-75	Abreviatura para os Projetos Industriais
N-76	Materiais de Tubulação para Instalações de Refino e Transporte
N-108	Suspiros e Drenos para Tubulações e Equipamentos
N-298	Símbolos Gráficos e Designações Empregadas nos Desenhos de Detalhamento de Instalações Elétricas Industriais
N-381	Execução de Desenho e Outros Documentos Técnicos em Geral
N-839	Pote para Instrumentação
N-858	Construção, Montagem e Condicionamento de Instrumentação
N-898	Símbolos Gráficos e Designações para Esquemas Elétricos
N-1219	Cores
N-1521	Identificação de Equipamentos Industriais
N-1522	Identificação de Tubulações Industriais
N-1565	**Cancelada e integrada à N-2802**
N-1566	**Cancelada e integrada à N-2802**
N-1567	**Cancelada e integrada à N-2802**
N-1568	**Cancelada e integrada à N-2802**
N-1569	**Cancelada e integrada à N-2802**
N-1570	**Cancelada e integrada à N-2802**
N-1693	Critério para Padronização de Material de Tubulação
N-1710	Codificação de Documentos Técnicos de Engenharia
	Anexo A – Grupo 1 Categoria dos Documentos
	Anexo B – Identificação das Instalações
	Anexo C – Área de Atividade
	Anexo D – Classes de Serviço
	Anexo E – Índice de Revisões
N-1735	Pintura de Máquinas Equipamentos Elétricos e Instrumentos
N-1769	Atuador Elétrico para Válvula – Folha de Dados
N-1882	Critérios para Elaboração de Projetos de Instrumentação
N-1883	Apresentação de Projeto de Instrumentação / Automação
N-1913	Preparação de Requisição de Material
N-1927	Cancelada e integrada à N-2833
N-1928	Cancelada e integrada à N-2833
N-1929	Cancelada e integrada à N-2833
N-1931	Material de Tubulação para Instrumentação
N-1939	Formulários para Construção, Montagem e Condicionamento de Instrumentação
N-1996	Projeto de Redes Elétricas em Envelopes de Concreto e com Cabos Diretamente no Solo
N-1997	Projeto de Redes Elétricas em Leitos para Cabos

Nº	TÍTULO
N-1998	Projeto de Redes Elétricas Aéreas

N-2021	Instrumentação – Requisição de Material
N-2025	Analisador de Ph – Folha de Dados
N-2026	Analisador de O_2 (tipo ZrO) – Folha de Dados
N-2027	Chave de Alarme – Folha de Dados
N-2028	Chave Seletora – Folha de Dados
N-2029	Conversor de Sinal – Folha de Dados
N-2030	Relé de Computação – Folha de Dados
N-2031	Aferidor – Folha de Dados
N-2064	Emissão e Revisão de Documentos de Projeto
N-2068	Válvula de Parada de Emergência – Folha de Dados
N-2155	Lista de Dados para Classificação de Áreas
N-2160	Atuador Elétrico para Válvula
N-2164	Elemento Primário de Vazão Tipo Orifício Calibrado – Folha de Dados
N-2191	Painel de Controle – Folha de Dados
N-2193	Controlador Programável – Folha de Dados
N-2194	Controlador Programável
N-2269	Verificação, Calibração e Teste de Válvula de Segurança e/ou Alívio
N-2270	Fabricação e Montagem de Linha de Impulso
N-2271	Teste Pneumático para Linha de Alimentação e Sinal
N-2276	Teste Hidrostático e Pneumático para Linha de Impulso
N-2277	Teste de Isolação e Continuidade Elétrica de Circuito de Instrumentação
N-2280	Poços para Instrumentos de Temperatura – Folha de Dados
N-2284	Folha de Dados de Processo para Instrumentação – Discos de Ruptura
N-2316	Fornecimento de Instrumentação para Unidade em Pacote e Skid
N-2338	Viscosímetro – Folha de Dados
N-2339	Densímetro – Folha de Dados
N-2368	Inspeção de Válvulas de Segurança e Alívio
N-2384	Cabo Elétrico de Instrumentação
N-2386	Cabo Elétrico de Instrumentação – Requisição de Material
N-2547	Conversor de Freqüência para Controle de Rotação de Motor Elétrico até 660 Vca
N-2593	Critérios para Aplicação de Técnicas de Avaliação de Riscos e Confiabilidade
N-2595	Critérios de Projeto e Manutenção para Sistemas Instrumentados de Segurança em Unidades Industriais
N-2760	Sistema Ininterrupto de Energia para uso Industrial
N-2761	Critérios de Segurança para Projeto de Sistema de Detecção e Alarme de Incêndio e Gás no Refino
N-2778	Sistema Ininterrupto de Energia para uso Industrial – Folha de Dados
N-2802	**Folhas de Dados de Instrumentação - Coletânea**
N-2833	Formulários e Listas para Projetos de Instrumentação

9.2.5 Normas Internacionais

Nº	TÍTULO
AICHE	Guidelines for Safe Automation of Chemical Process
AG-163	31,25 kbits/s Intrinsically Safe Systems
AG-181	Foundation Fieldbus System Engineering Guidelines
API MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards – Chapter 1 – Vocabulary
API RP 520 Part I	Sizing, Selection and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries – Part I – Sizing and Selection
API RP 520 Part II	Sizing, Selection and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries – Part II – Installation
API RP 521	Guide for Pressure – Relieving and Depressuring Systems
API RP 540	Electrical Installations in Petroleum Processing Plants
API RP 551	Process Measurement Instrumentation
API RP 552	Transmission Systems
API RP 553	Refinery Control Valves
API RP 554	Process Instrumentation and Control
API STD 2000	Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks Nonrefrigerated and Refrigerated
API STD 526	Flanged Steel Pressure Relief Valves
API STD 527	Seat Tightness of Pressure Relief Valves
API STD 598	Valve Inspection and Testing
API Publication 2218	Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants
API Recomended Practice 2001	Fire Protections in Refineries
ASME B16.36	Orifice Flanges
ASME B31.3	Process Piping
ASME MFC-5M	Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits Using Transit-time Ultrasonic Flowmeters
ASME MFC-6M	Measurement of fluid flow in Pipes Using Vortex Flowmeters
ASME PTC 25	Pressure Relief Devices
ASME PTC19.3	Part 3: Temperature Measurement Instruments and Apparatus (Performance Test Codes)
ASME Section I	Rules for Construction of Powers Boilers
ASME Section VIII Div I	Rules for Construction of Pressure Vessels
ASTM B117	Standard Practice for Operating Salt Spray (Fog) Apparatus
DIN V 19250	Control Technology; Fundamental Safety Aspects to be Considered for Measurement and Control Equipment
DIN V VDE 0801	Principles of Computers in Safety Related Systems
FCI 70-2	Control Valve Seat Leakage
IEC 0801	Electromagnetic Compatibility for Industrial-Process Measurement and Control Equipment
IEC 60079	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres
IEC 60529	Degrees of Protection Provided by Enclosures (IP Code)

Nº	TÍTULO
IEC 60534-8-4	Industrial Process Control Valves – Part 8: Noise Considerations – Section 4: Prediction of Noise Generated by Hydrodynamic Flow
IEC 60751	Industrial Platinum Resistance Thermometer Sensors
IEC 60770-1	Methods for Performance Evaluation of Transmitters for Use in Industrial Process Control Systems
IEC 61000-4-3	Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4: Testing and Measurement Techniques – Section 3: Radiated Radio-Frequency, Electromagnetic Field Immunity Test
IEC 61131	Programmable Controllers, Part 3
IEC 61508	Function Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-Related Systems, Parts 1-7
IEC 61850	Communication Networks and Systems in Substations Parts 3-10
ISA	Handbook of Control Valves
ISA 18.1	Annunciator Sequences and Specifications
ISA 20	Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements and Control Valves
ISA TR20.00.01	Specifications Forms for Process Measurement and Control Instruments
ISA S5.1	Instrumentation Symbols and identification
ISA 5.2	Binary Logic Diagrams for Process Operations
ISA 5.3	Graphic Symbols for Distributed Control/shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems
ISA 5.4	Instrument Loop Diagrams
ISA 50.1	Compatibility of Analog Signals for Electronic Industrial Process Instruments
ISA 51.1	Process Instrumentation Terminology
ISA 75.01	Flow Equations for Sizing Control Valves
ISA 75.05	Control Valve Terminology
ISA 75.11	Inherent Flow Characteristic and Rangeability of Control Valves
ISA 75.13	Method of Evaluation the Performance of Positioners with Analog Input Signals and Pneumatic Output
ISA 75.17	Control Valve Aerodynamic Noise Prediction
ISA 75.19.01	Hydrostatic Testing of Control Valves
ISA 91.00.01	Identification of Emergency Shutdown Systems and Controls That are Critical to Maintaining Safety in Process Industries
ISA MC96.1	Temperature Measurement Thermocouples
ISA RP31.1	Specification, installation, and Calibration of Turbine Flowmeters
ISA RP75.23	Considerations for Evaluation Control Valve Cavitation
ISO 5167	Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices Inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full – Part 2 : Orifice Plates; Part 3:Nozzles and Venture Nozzles; Part 4: Venturi Tubes;
ISO 14617-1	Graphical Symbols for Diagrams Part 1 – General Information and Indexes
ISO 14617-2	Graphical Symbols for Diagrams Part 2 – Symbols Having General Application
ISO 14617-3	Graphical Symbols for Diagrams Part 3 – Connections and Related Devices
ISO 14617-4	Graphical Symbols for Diagrams Part 4 – Actuators and Related Devices

Nº	TÍTULO
ISO 14617-5	Graphical Symbols for Diagrams Part 5 – Measurement and Control Devices
ISO 14617-6	Graphical Symbols for Diagrams Part 6 – Measurement and Controls Functions
ISO 14617-7	Graphical Symbols for Diagrams Part 7 – Basic Mechanical Components
ISO 14617-8	Graphical Symbols for Diagrams Part 8 – Valves and Dampers
ISO 14617-9	Graphical Symbols for Diagrams Part 9 – Pumps, Compressors and Fans
ISO 14617-10	Graphical Symbols for Diagrams Part 10 – Fluid Power Converters
ISO 14617-11	Graphical Symbols for Diagrams Part 11 – Devices for Heat Transfer and Heat Engines
ISO 14617-12	Graphical Symbols for Diagrams Part 12 – Devices for Separating Purification and Mixing
ISO 14617-15	Graphical Symbols for Diagrams Part 15 – Installation Diagrams and Network Maps
MSS SP-72	Ball Valves with Flanged or Butt-Welding Ends for General Service
NFPA 496	Standard for Purged and Pressurized Enclosures for Electrical Equipment
NFPA 8502	Furnace Explosions/Implosions in Multiple Burner Boiler

Siglas:

AICHE	American Institute of Chemical Engineers
AISI	American Iron Stell Institute
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing materials
DIN	Deutsches Institut Fur Normung
FCI	Fluid Controls Institute
IEC	International Electrotechnical Commission
ISA	The Instrumentation, Systems and Automation Society
ISO	International Organization for Standardization
MSS	Manufactures Standardization Society
NFPA	National Fire Protection Association

9.2.6 Critérios de Projeto Regap

Nº	TÍTULO
EG-00/01	Padronização de Documentos Técnicos – Geral
EG-00/05	Documentos para Equipamentos
EG-00/07	Codificação e Identificação de Linhas, Instrumentos e Equipamentos
EG-00/08	Relação de Unidades Operacionais
EG-00/09	Procedimentos para Emissão de Laudos Técnicos das Instalações Elétricas da REGAP (Deverá ser cancelada)
EG-00/10	Correlação entre N-1710 e EG-00/01 – Numeração Regap
EG-80/01	Critérios para Projeto de Instrumentação
EG-80/02	Execução de Desenhos Listas e Especificações Técnicas
EG-80/03	Simbologia e Identificação para Plantas de Instrumentação
EG-80/04	Execução de Desenho de Planta de Instrumentação
EG-80/05	Critérios para Identificação de Componentes e Sistemas de Instrumentação
EG-80/06	Critério de Projeto – Seleção e Especificação de Instrumentos em serviços com H_2 e H_2S
EG-80/07	Critério para Verificação de Projeto de Instrumentação
EG-80/08	Critérios para Testes de Malhas de Instrumentação
EG-84/01	Critério de Projeto – Válvula de Segurança e Alívio (PSV)
EG-87/01	Critério de Projeto – Sistema de Intertravamento
EG-89/01	Critério de Projeto – Painéis de Instrumentação
EG-90/01	Identificação de Utilidades e Serviços Auxiliares para Fluxogramas
REG-DP-20/04	Padrão de Projeto - Conexão Flangeada para Poços Termômetro ou Termoelemento
REG-DP-87-01	Padrão de Projeto – PES para Sistema de Segurança
REG-DP-81/01	Padrão de Projeto – Poços para Termômetro ou Termoelemento
REG-DP-89-27	Padrão de Projeto – Detalhes Típicos Padrão de Instalação ao Processo

10. FORMULÁRIOS E LEGENDAS PARA DESENHOS E DOCUMENTOS TÉCNICOS

10.1. Geral

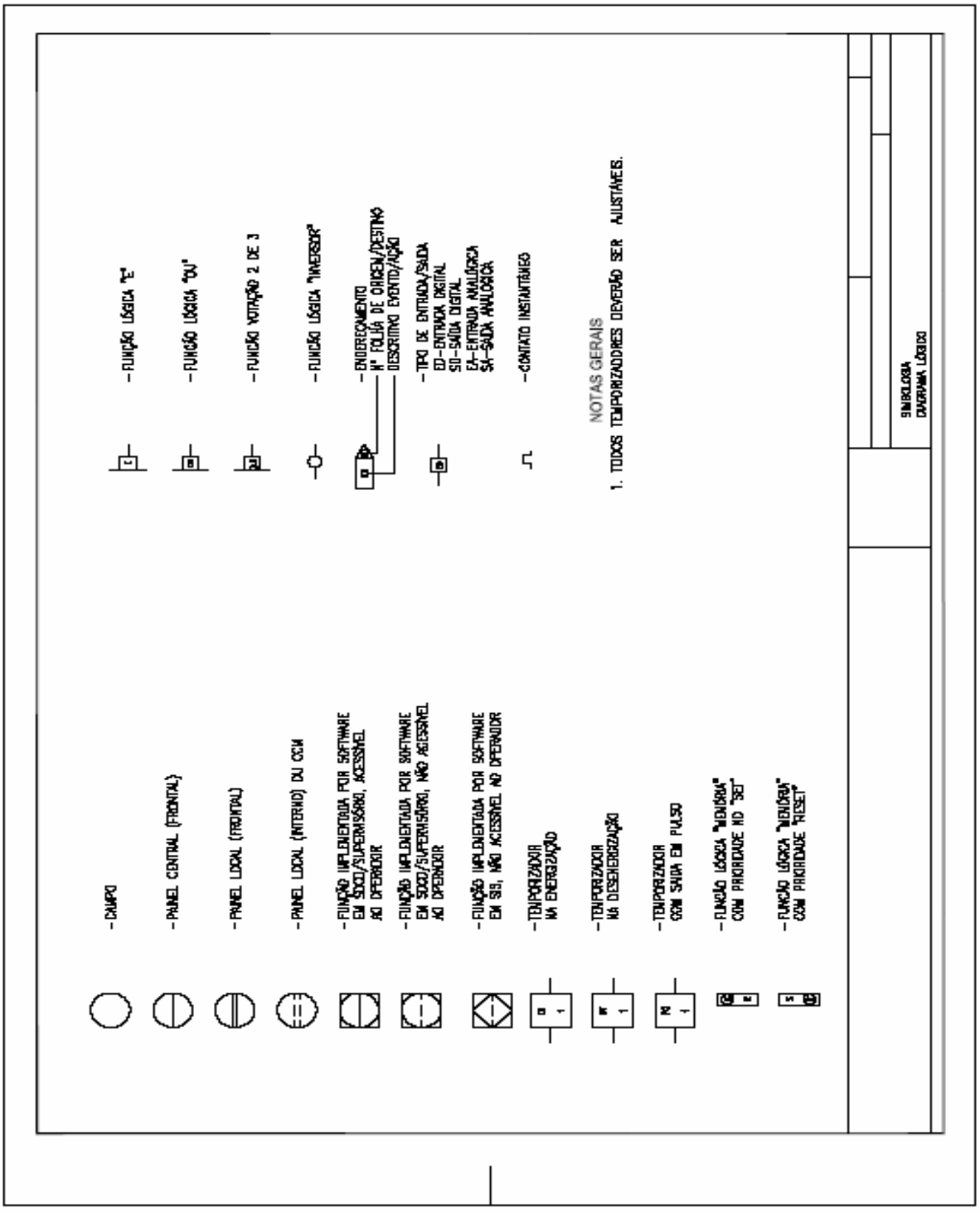
Para dimensões, disposição e legenda dos formulários A4, A3, A2 ou maiores deverá ser seguida a norma PETROBRAS N-381 – Execução de Desenhos e outros Documentos Técnicos em Geral.

Os exemplos de documentos REGAP aqui listados são orientativos sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.

10.2. Formulários Específicos

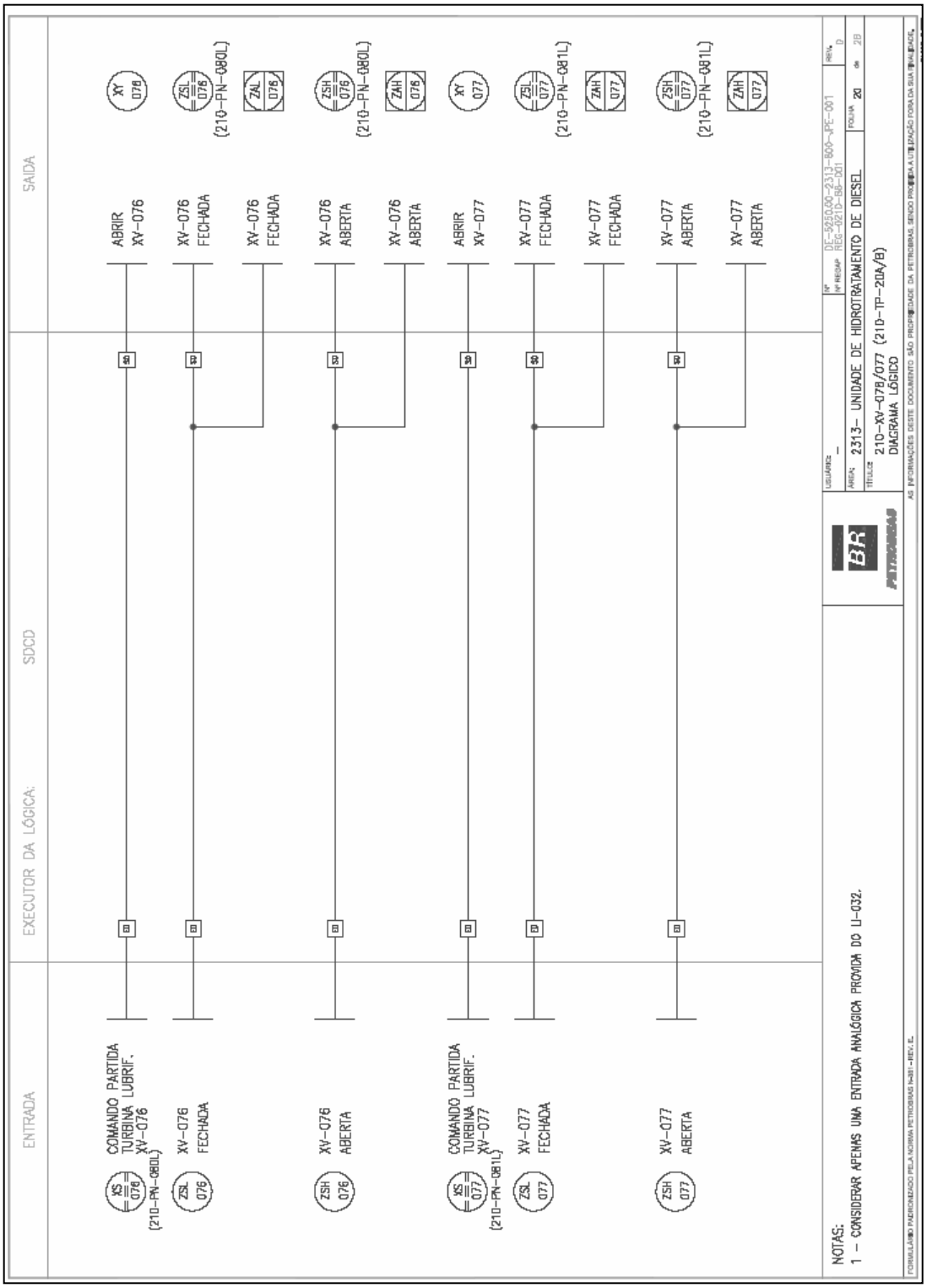
10.2.1 Diagrama Lógico – Simbologia

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



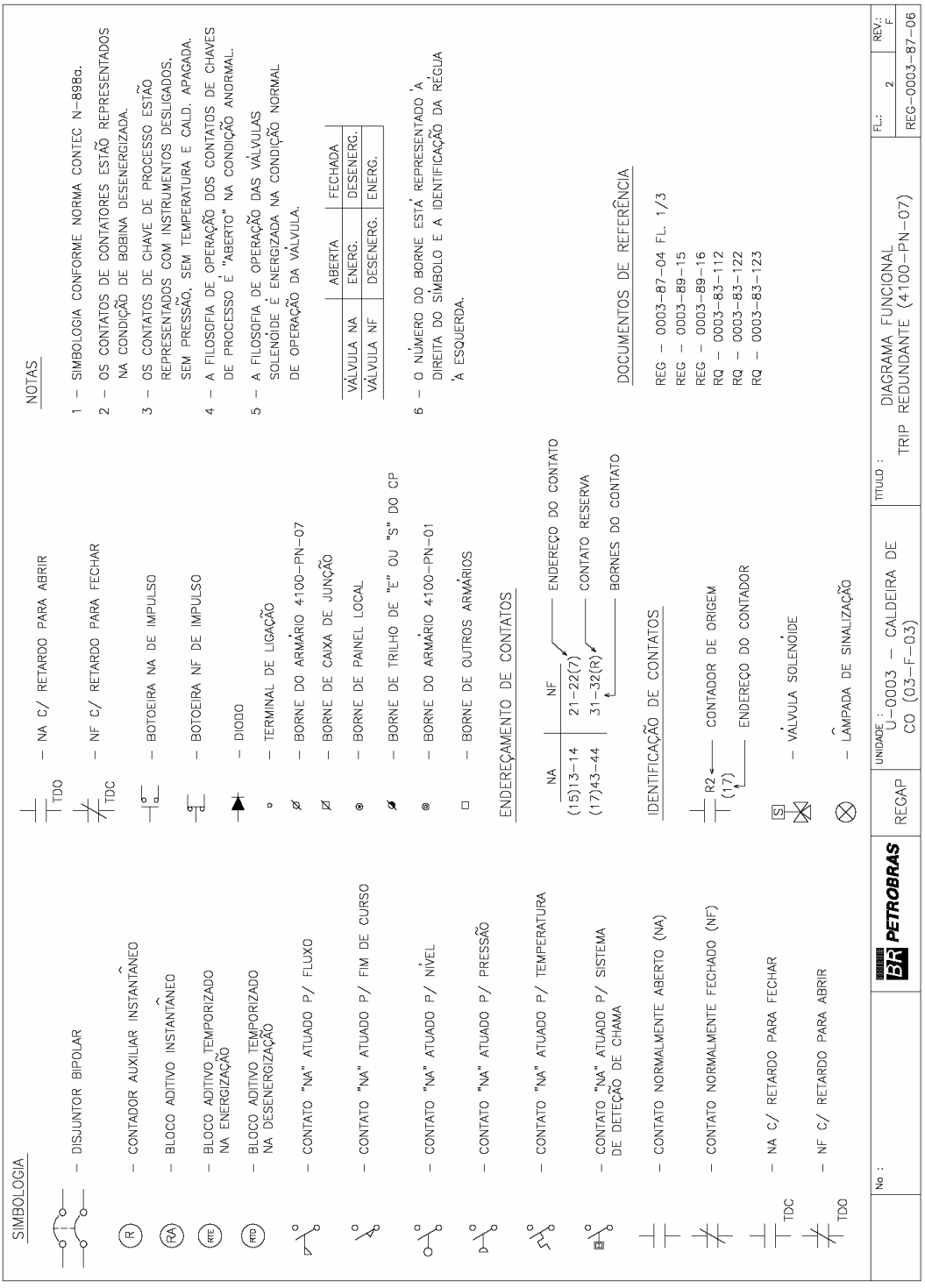
10.2.2 Diagrama Lógico (exemplo) – Folha Interna – Formato A3

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



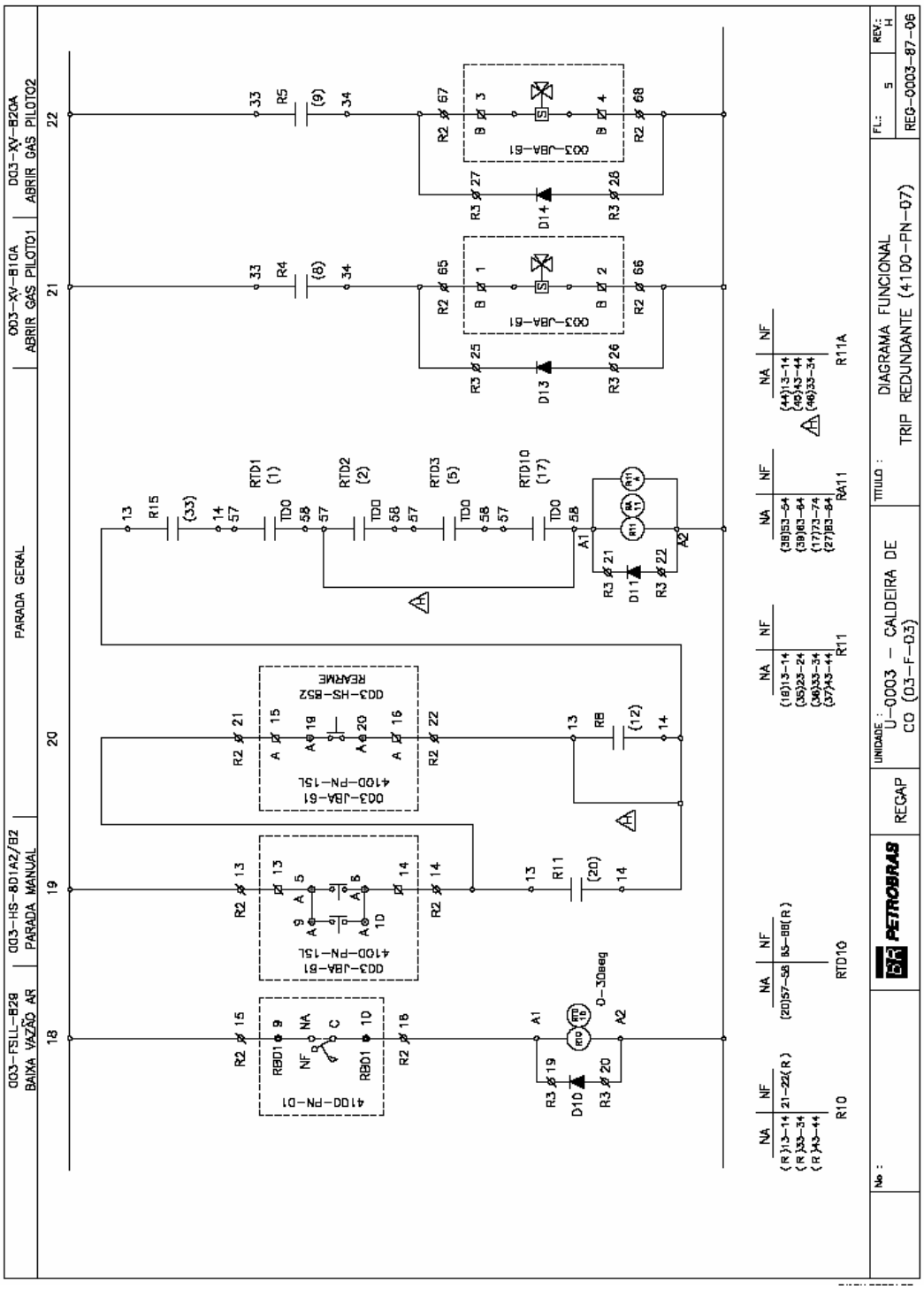
10.2.3 Diagrama Funcional – Simbologia

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



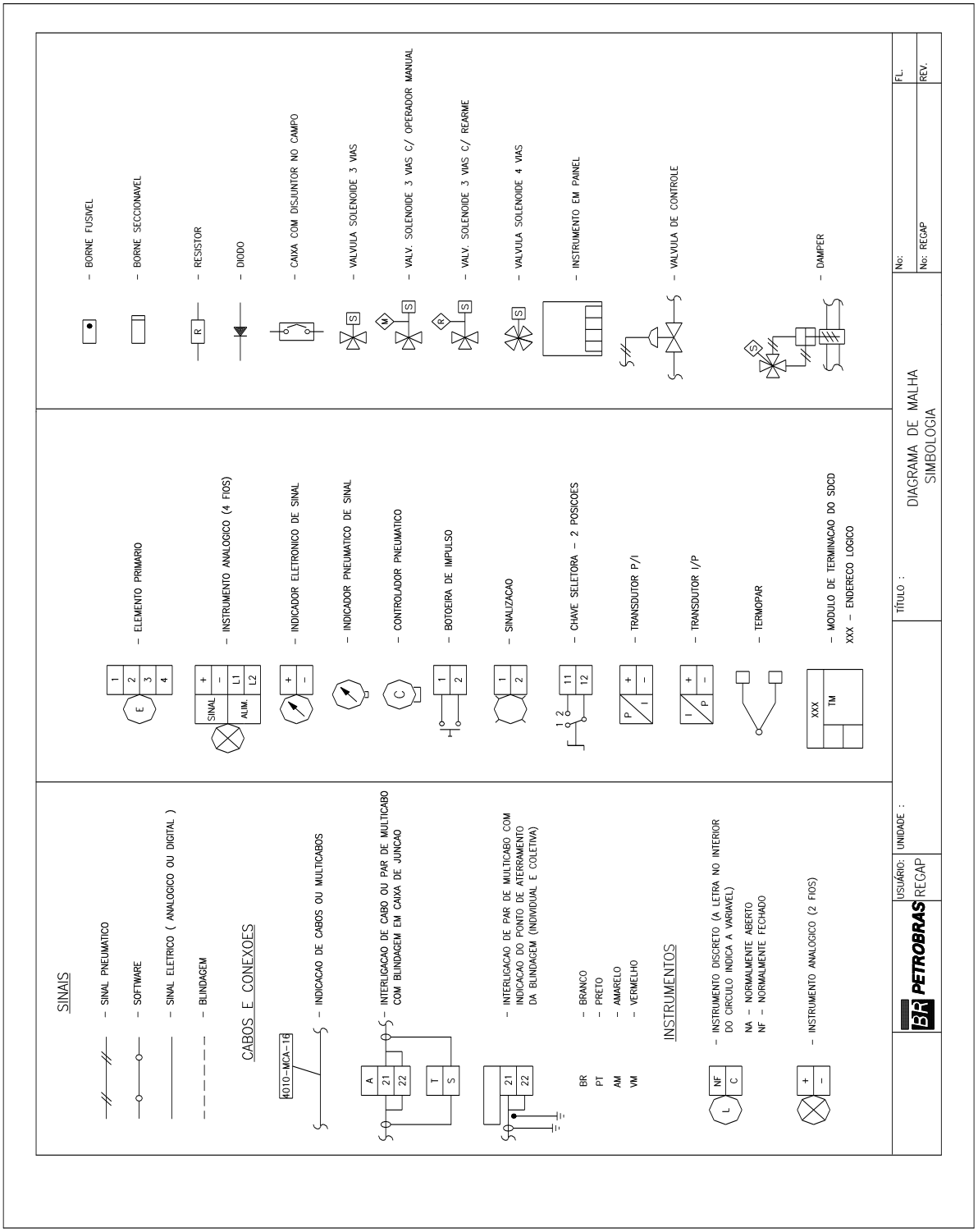
10.2.4 Diagrama Funcional – Folha Interna

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



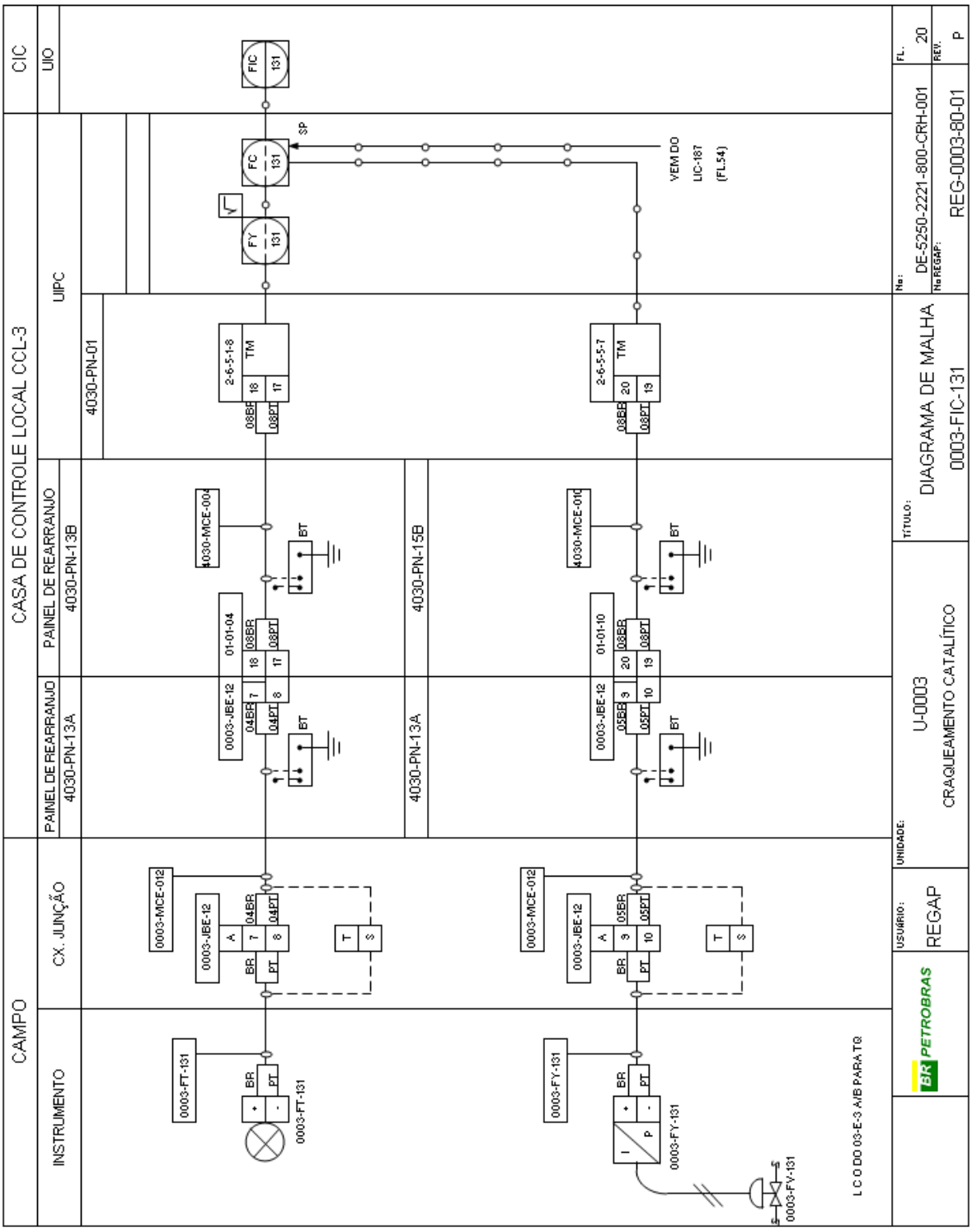
10.2.5 Diagrama de Malha – Simbologia

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



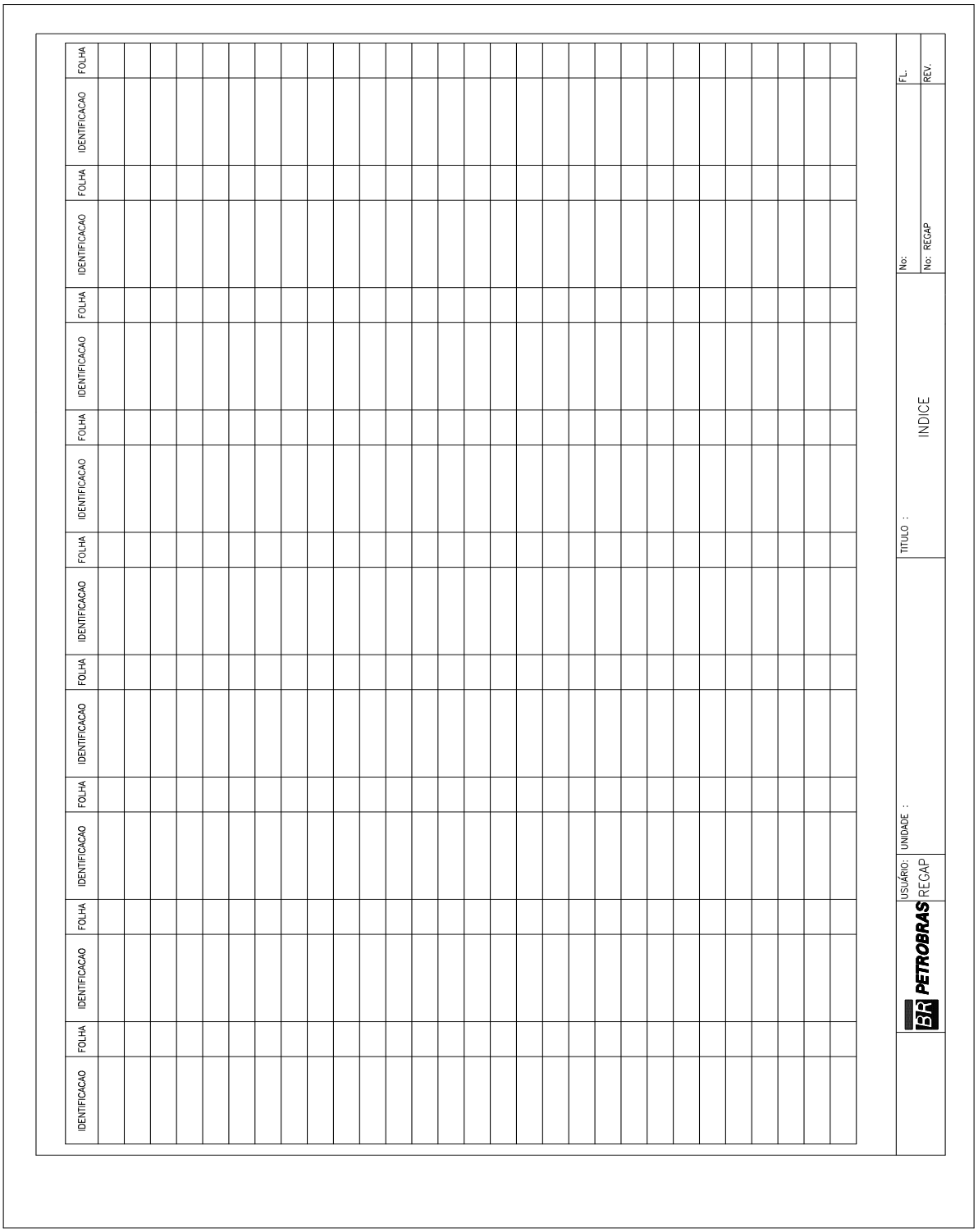
10.2.6 Diagrama de Malha – Folha Interna

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



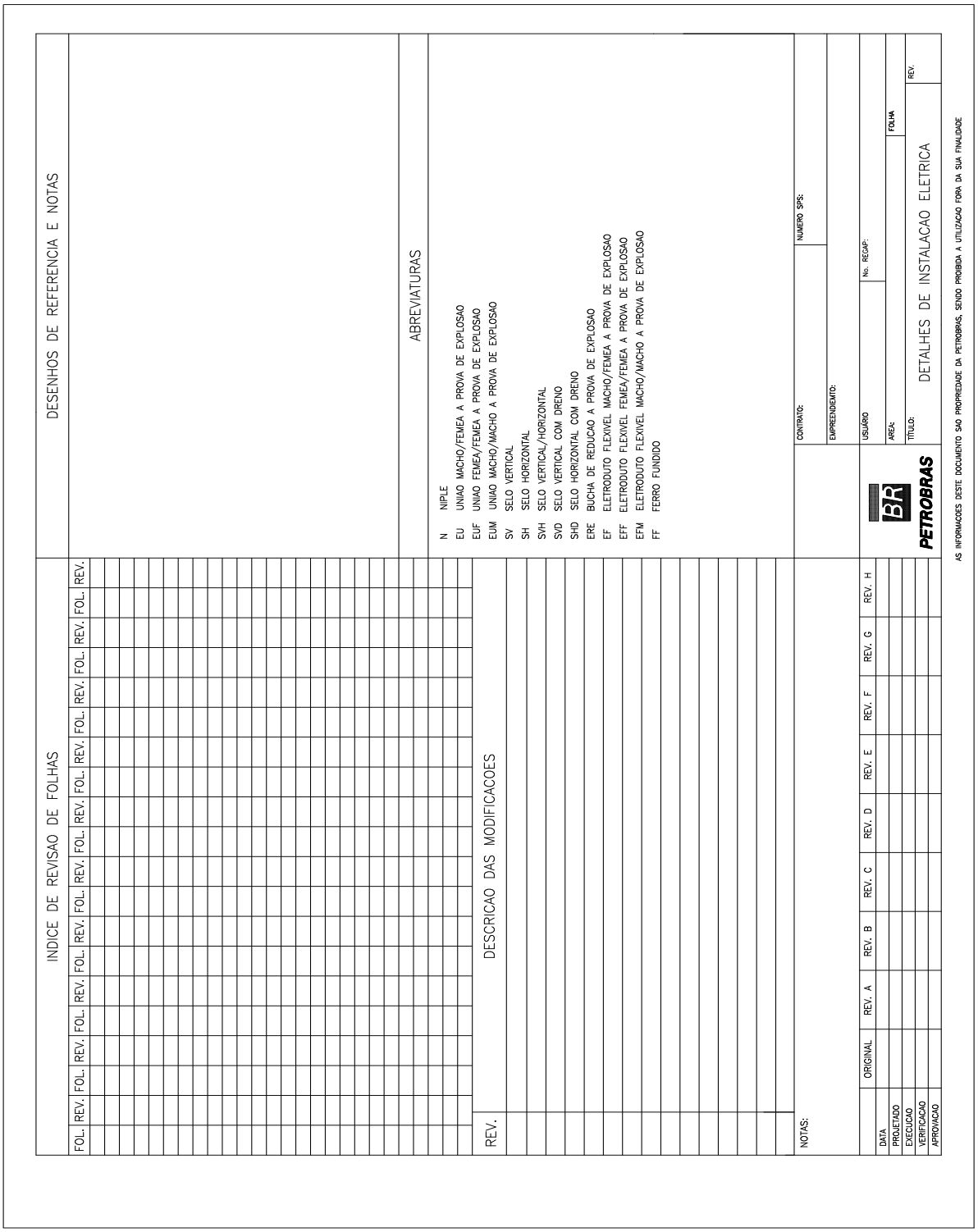
10.2.7 Detalhes de Instalação Índice - Geral

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



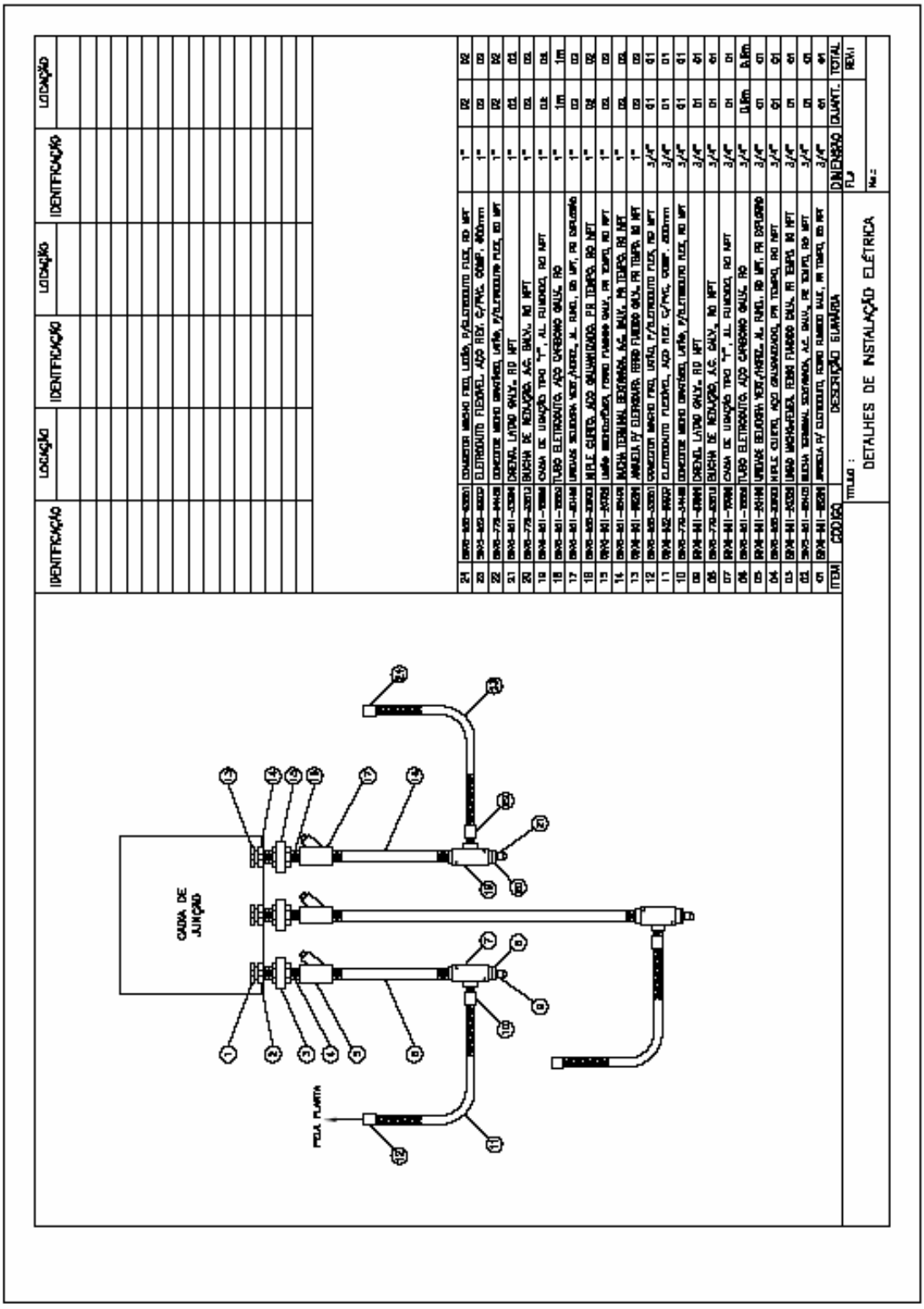
10.2.8 Detalhes de Instalação Elétrica – Capa

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



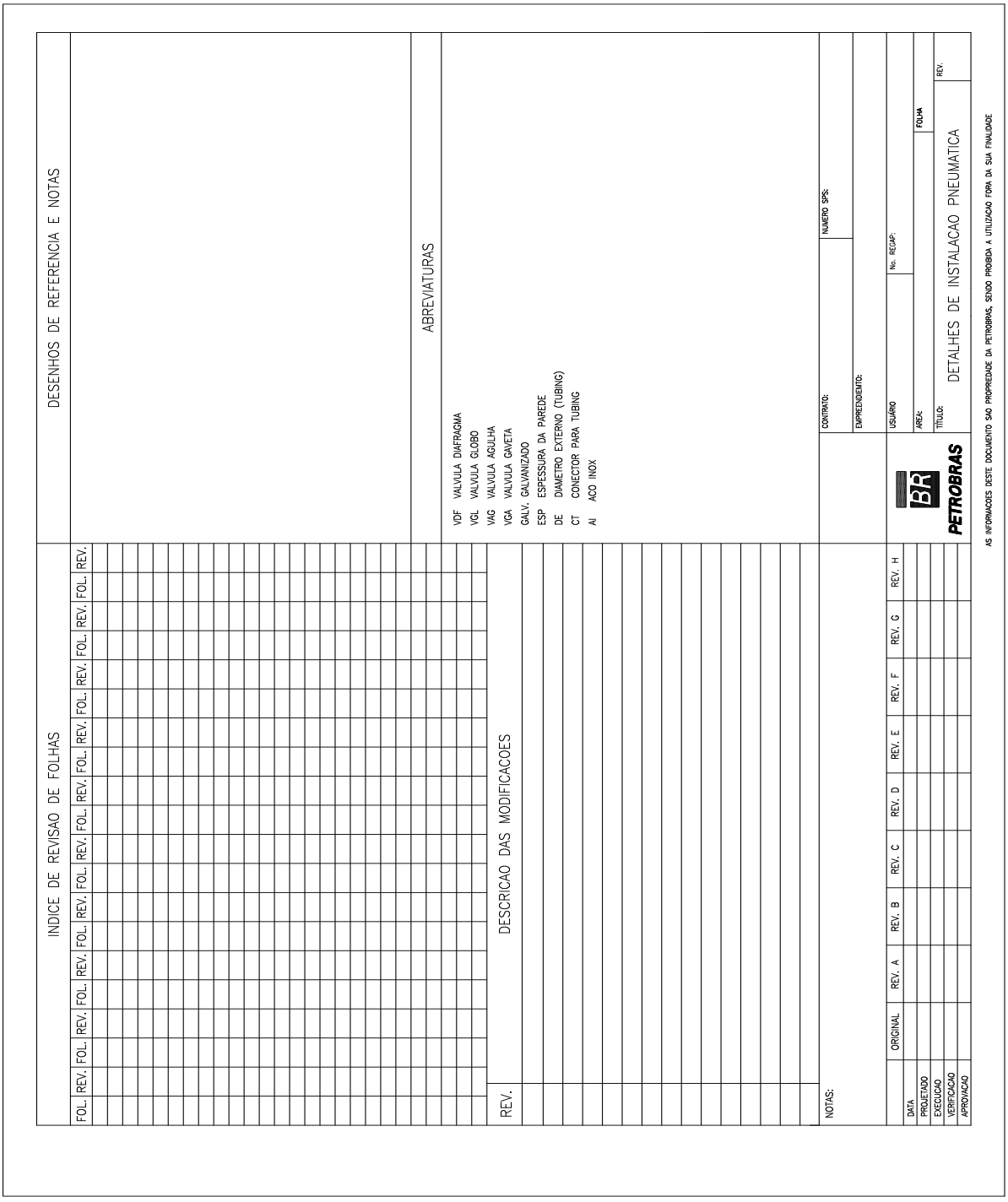
10.2.9 Detalhes de Instalação Elétrica – Folha Interna

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



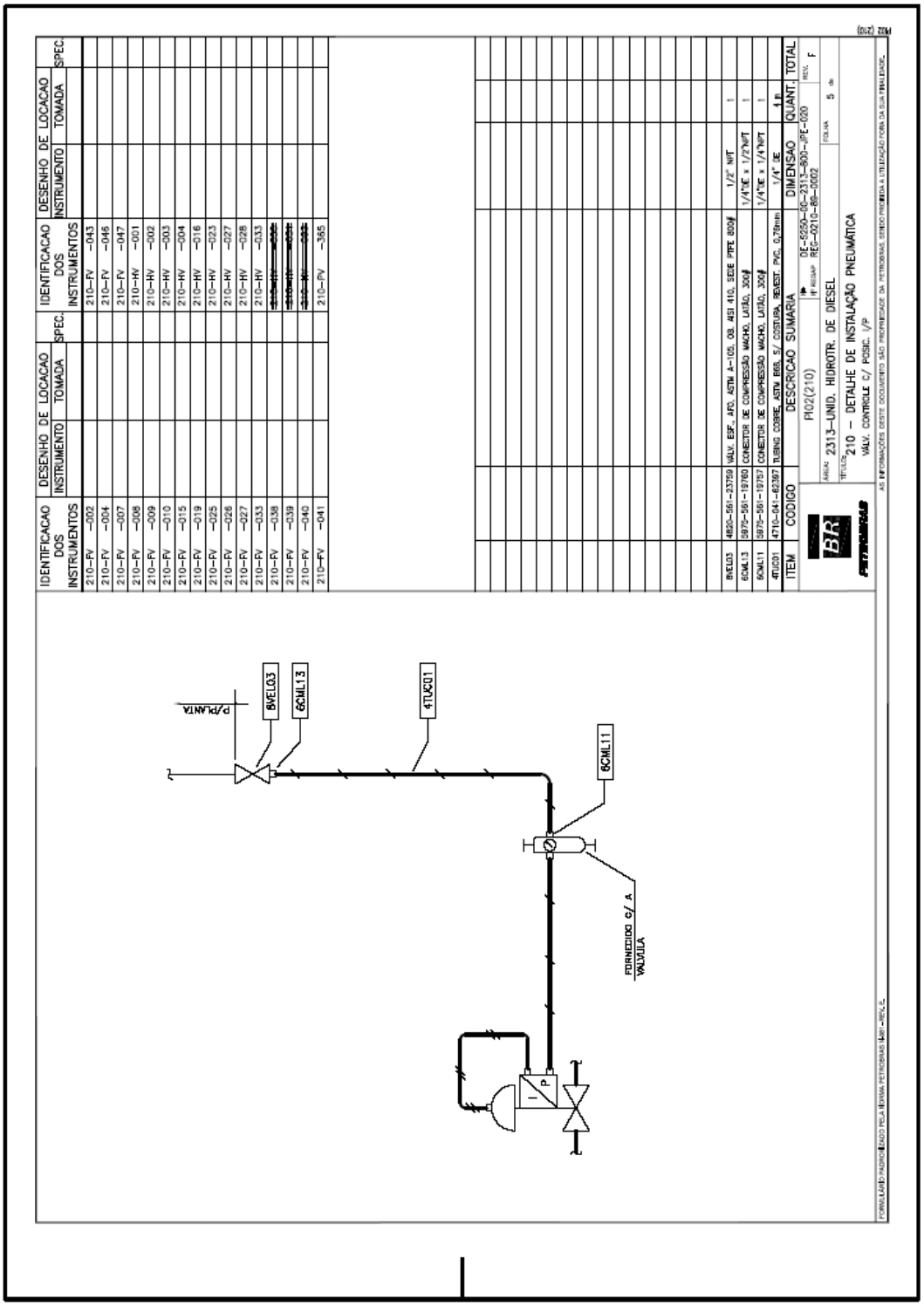
10.2.10 Detalhes de Instalação Pneumática – Capa

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



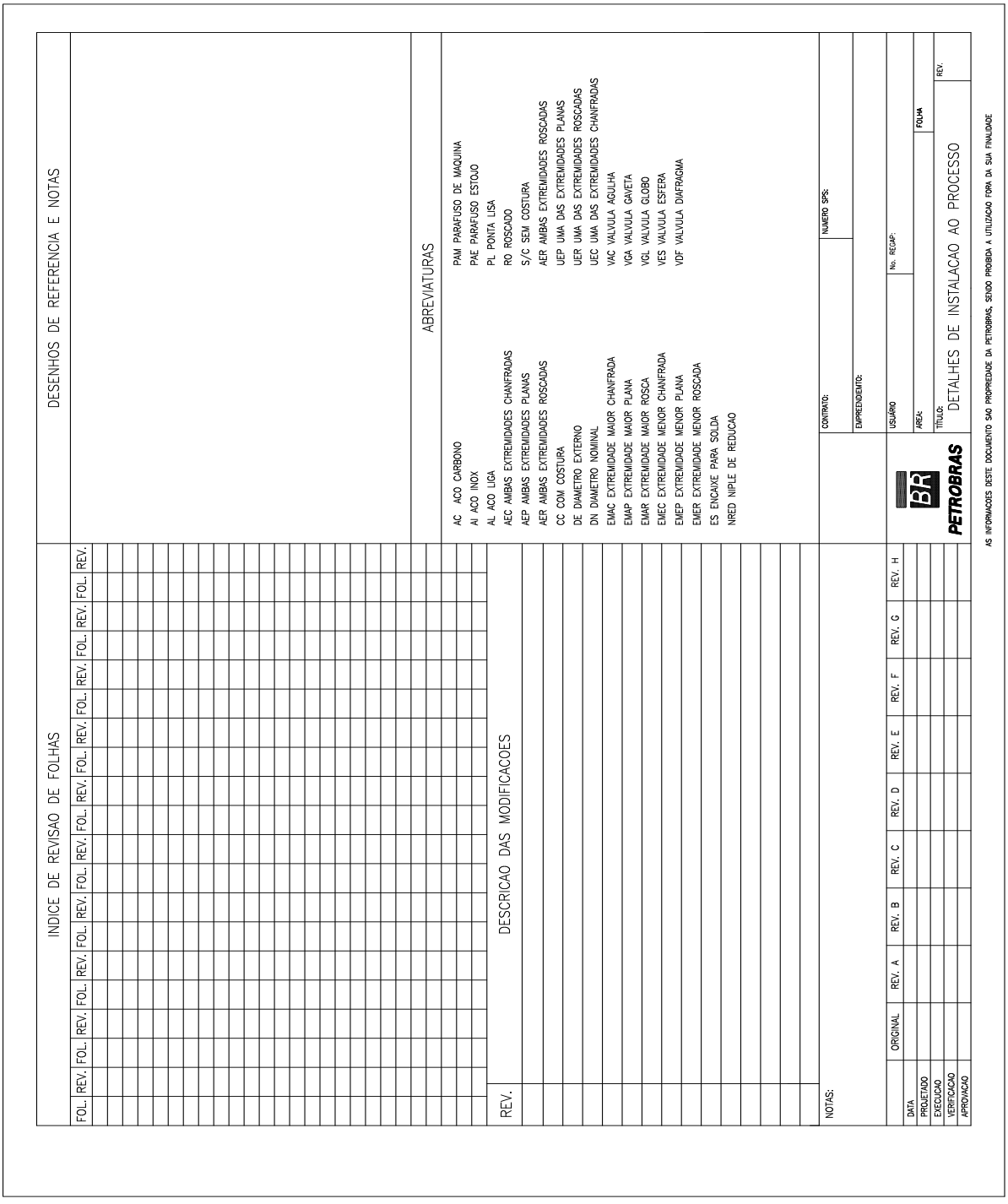
10.2.11 Detalhes de Instalação Pneumática – Folha Interna

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



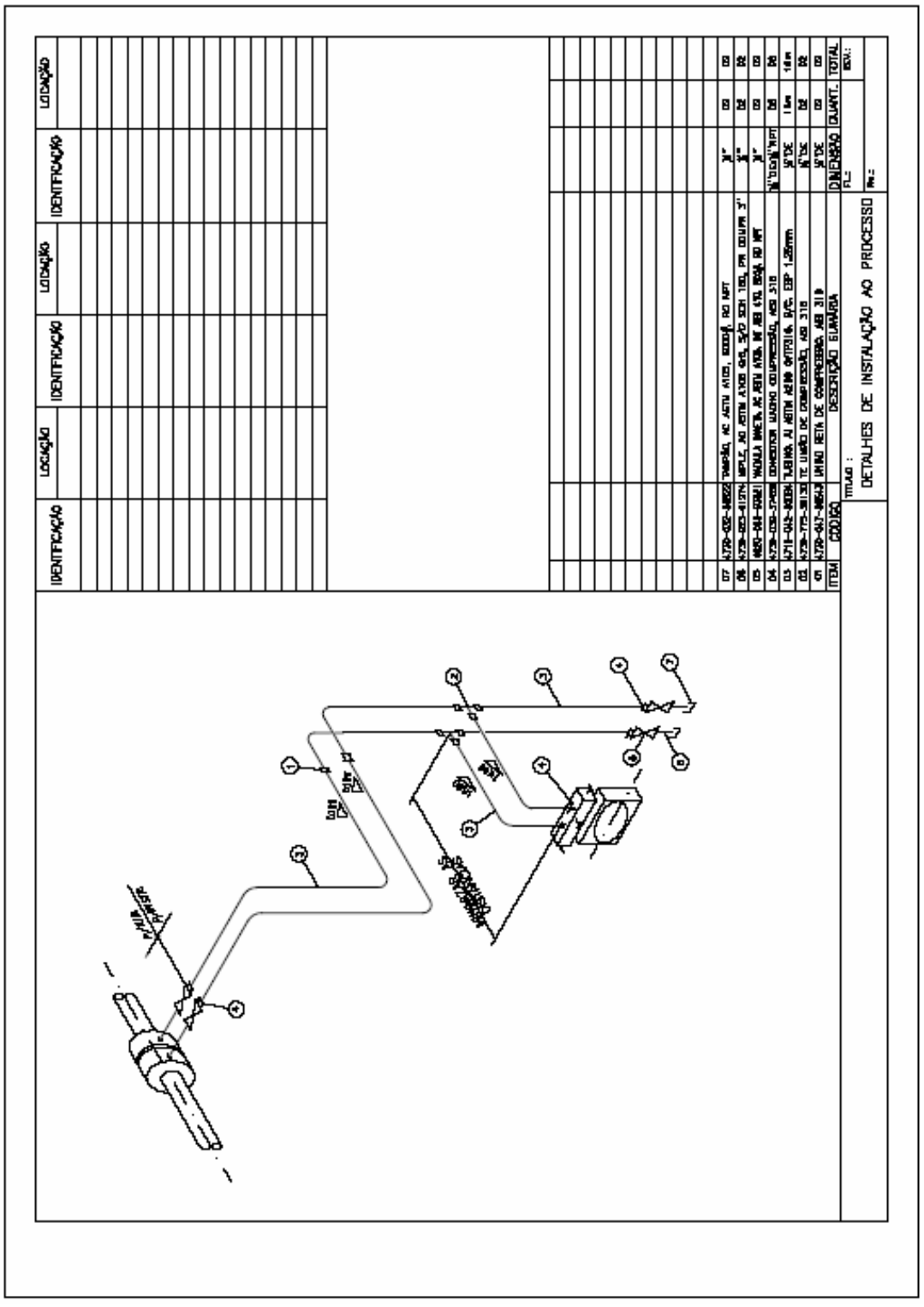
10.2.12 Detalhes de Instalação ao Processo – Capa

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



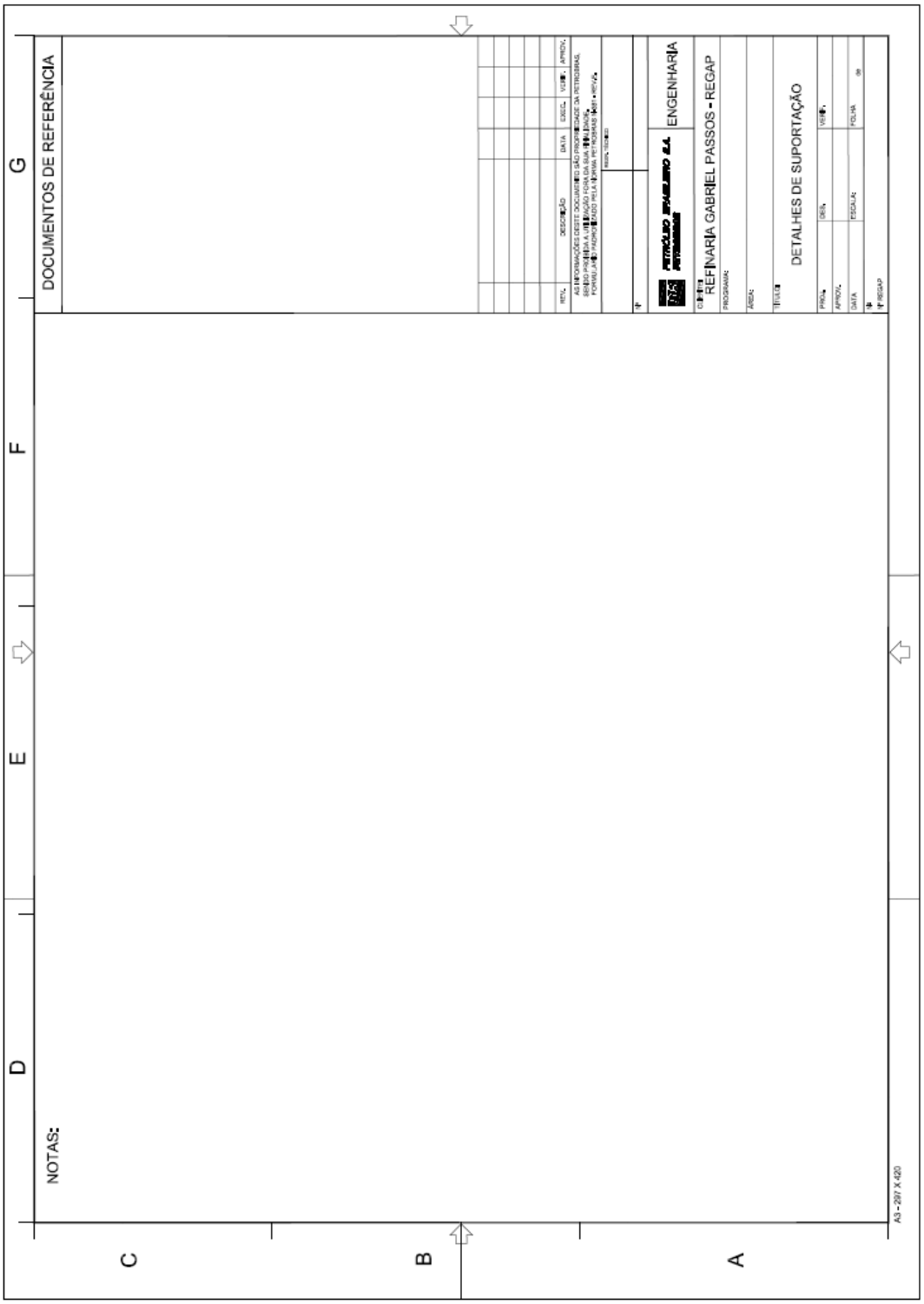
10.2.13 Detalhes de Instalação ao Processo – Folha Interna

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



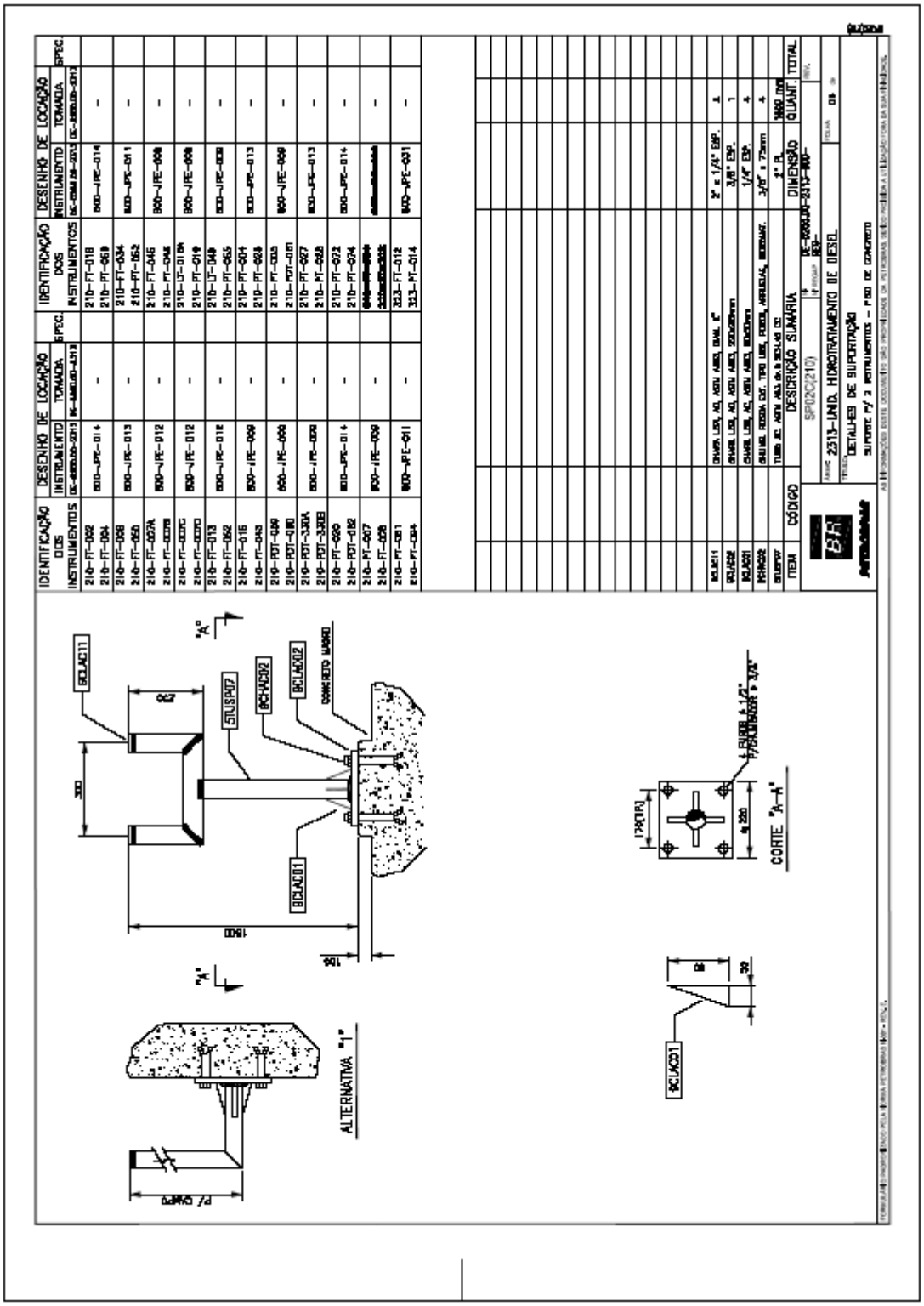
10.2.14 Detalhes de Suportação – Capa

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



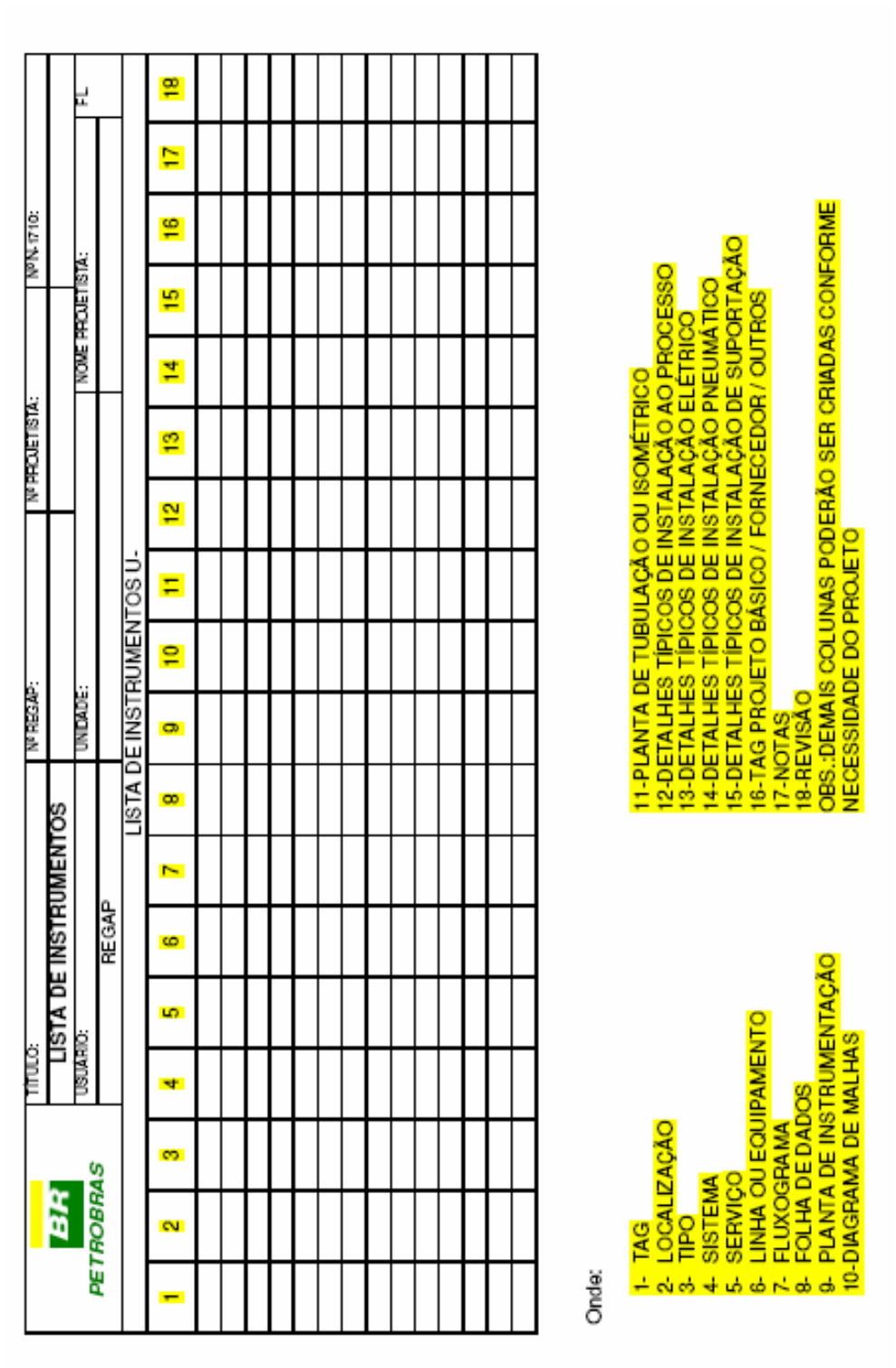
10.2.15 Detalhes de Suportação – Folha Interna

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



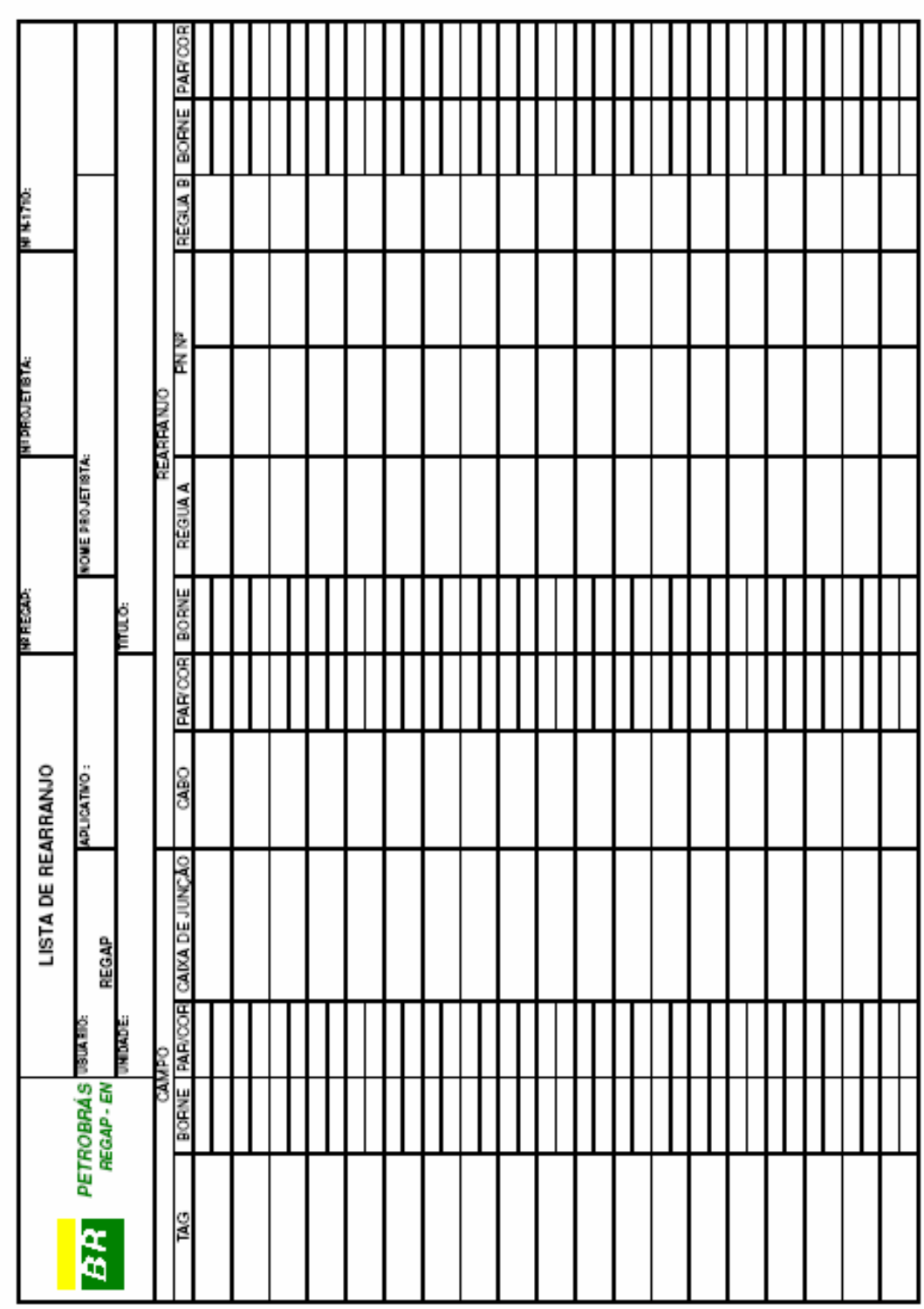
10.2.16 Lista de Instrumentos

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



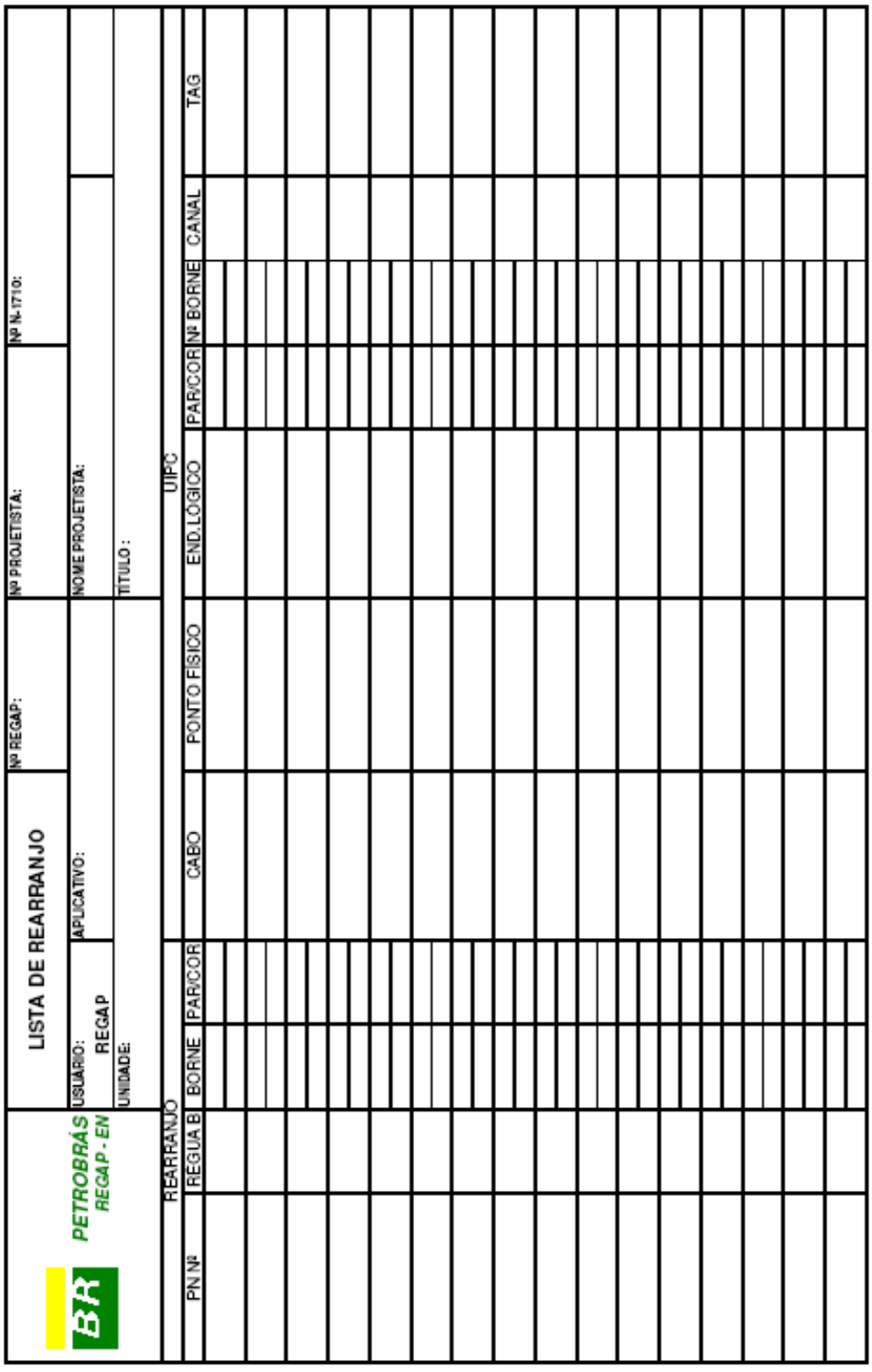
10.2.17 Lista de Rearranjo – Lado A

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



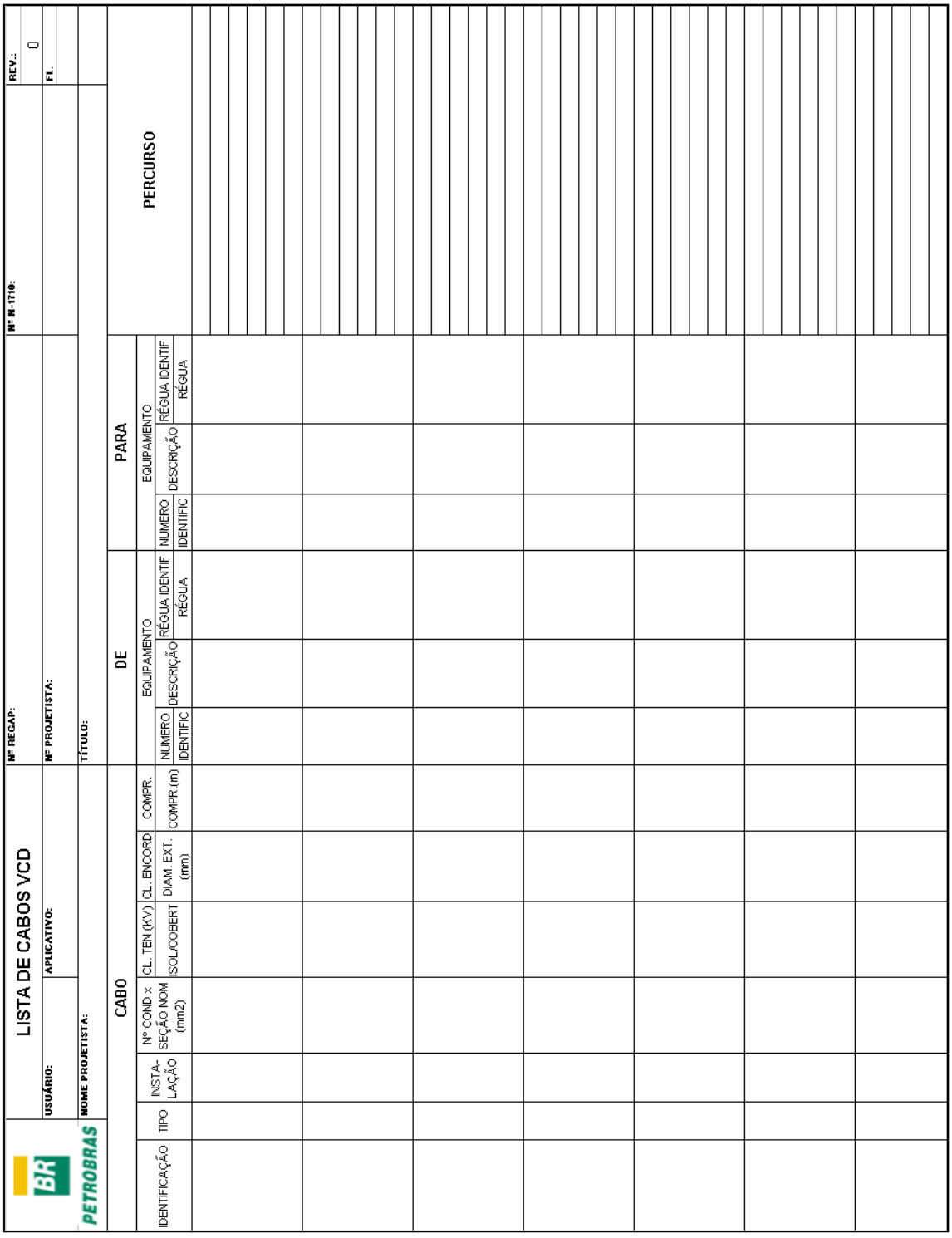
10.2.18 Lista de Rearranjo – Lado B

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



10.2.19 Lista de Cabos de Rede

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



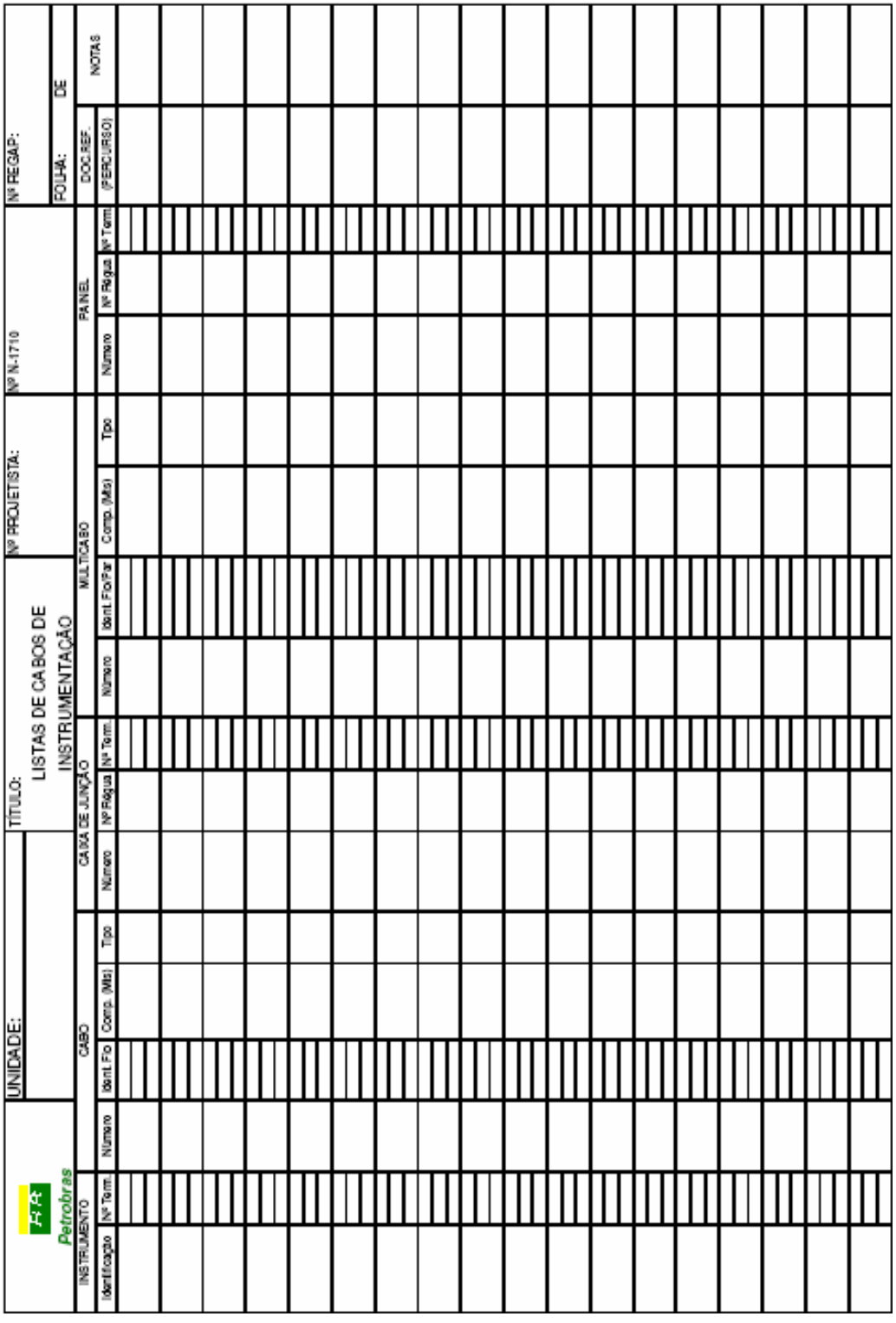
LISTA DE CABOS VCD

USUÁRIO:	APLICATIVO:	Nº REGAP:	Nº N-1710:	REV.: 0
NOME PROJETISTA:		Nº PROJETISTA:		FL.
		TÍTULO:		

CABO								DE				PARA				PERCURSO
								EQUIPAMENTO				EQUIPAMENTO				
IDENTIFICAÇÃO	TIPO	INSTA-LAÇÃO	Nº COND x SEÇÃO NOM (mm2)	ISOL./COBERT	CL. TEN (kV)	DIAM. EXT. (mm)	CL. ENCORD	COMPR. (m)	COMPR.	NUMERO IDENTIFIC	DESCRIÇÃO	RÉGUA	RÉGUA IDENTIF	NUMERO IDENTIFIC	DESCRIÇÃO	RÉGUA	RÉGUA IDENTIF	

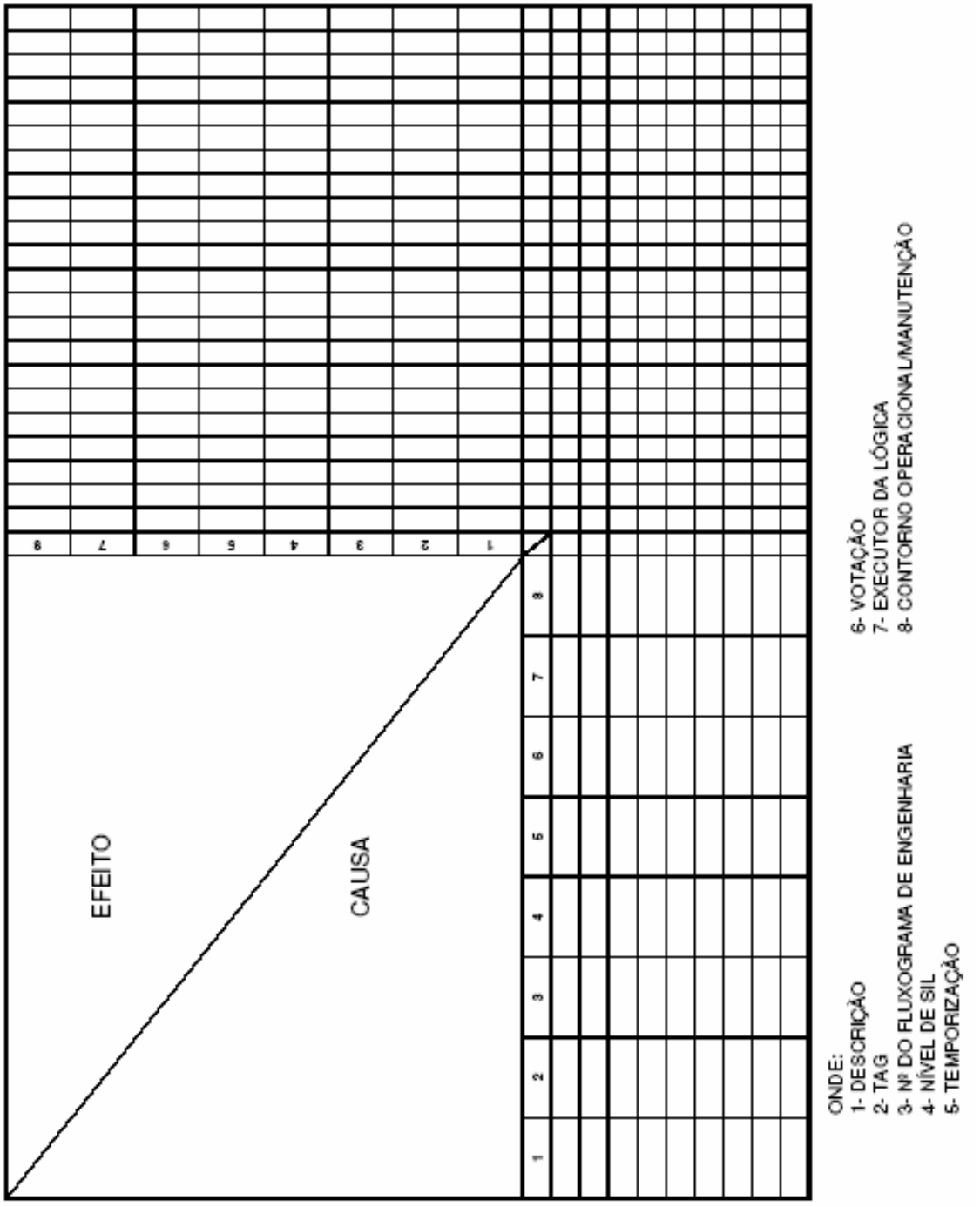
10.2.20 Lista de Cabos de Instrumentação

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



10.2.21 Matriz de Causa e Efeito

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.



10.2.22 Mapa de Carregamento SDCD

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.

PETROBRAS

TÍTULO: ENDEREÇAMENTO SDCD - ABB	Nº REGAP:	Nº PROJETISTA:	Nº N-1710:
USUÁRIO: REGAP	UNIDADE:		NOME PROJETISTA:

Gabinete: 4140-PN-01
Coluna: A
Posição: 1
Tipo: EA - SIMPLES
Modelo: AIN120
Num. Cartão: 4-31-3-01 (01-A-1)

Ch.	Tag. Instrumento
01	209-FT-025
02	209-PDT-004
03	209-PDT-010
04	209-PDT-031
05	209-PDT-033
06	209-PT-001
07	209-PT-003
08	209-PT-007
09	209-PT-008
10	209-PT-066
11	209-PT-140
12	209-PT-141
13	209-PDT-024
14	209-PDT-160
15	209-PDT-161
16	209-ST-002

Gabinete: 4140-PN-01
Coluna: A
Posição: 2
Tipo: EA - SIMPLES
Modelo: AIN120
Num. Cartão: 4-31-3-02 (01-A-2)

Ch.	Tag. Instrumento
01	209-FT-017
02	209-FT-035
03	209-PDT-014
04	209-PDT-037
05	209-PDT-051
06	209-PDT-055
07	209-PT-012
08	209-PT-013
09	209-PT-044
10	209-PT-087
11	
12	209-PT-120
13	209-PT-173
14	209-PT-174
15	
16	

Gabinete: 4140-PN-01
Coluna: A
Posição: 3
Tipo: ET - SIMPLES
Modelo: AIN200
Num. Cartão: 4-31-3-03 (01-A-3)

Ch.	Tag. Instrumento
01	209-TE-002
02	209-TE-006
03	209-TE-010
04	209-TE-040
05	209-TE-042
06	209-TE-075
07	209-TE-081
08	
09	
10	
11	209-TE-011
12	
13	
14	
15	
16	

Gabinete: 4140-PN-01
Coluna: A
Posição: 4
Tipo: ET - SIMPLES
Modelo: AIN200
Num. Cartão: 4-31-3-04 (01-A-4)

Ch.	Tag. Instrumento
01	209-TE-003
02	209-TE-018
03	209-TE-019
04	209-TE-020
05	209-TE-022
06	209-TE-047
07	209-TE-048
08	209-TE-049
09	209-TE-053
10	209-TE-054
11	
12	
13	
14	
15	
16	

NOTAS:

10.2.23 Mapa de Carregamento SIS

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.

PETROBRAS

TÍTULO: ENDEREÇAMENTO SIS

USUÁRIO: REGAP

Nº REGAP:

UNIDADE:

Nº PROJETISTA:

Nº N-1710:

NOME PROJETISTA:

Gabinete: 4140-PN-50
Chassi: 1
Slot: 3
Tipo: VAGO
Num. Cartão: 50-1-3 (50-CH1-3)

Ch.	Tag. Instrumento
01	
02	
03	
04	
05	
06	
07	
08	
09	
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	
17	
18	
19	
20	
21	
22	
23	
24	
25	
26	
27	
28	
29	
30	
31	
32	

Gabinete: 4140-PN-50
Chassi: 1
Slot: 4
Tipo: EA
Num. Cartão: 50-1-4 (50-CH1-4)

Ch.	Tag. Instrumento
01	209-FT-001B
02	209-FT-001C
03	209-FT-002A
04	209-FT-002B
05	209-FT-002C
06	209-FT-002D
07	209-FT-007B
08	209-FT-008B
09	209-FT-009
10	209-FT-013A
11	209-FT-013B
12	209-FT-013C
13	209-FT-015B
14	209-FT-015C
15	209-FT-031B
16	209-LT-005C
17	209-LT-029
18	209-PT-005B
19	209-PT-011B
20	209-PT-034B
21	209-PT-042B
22	209-PT-047A
23	209-PT-047B
24	209-PT-047C
25	209-PT-076
26	209-PT-077
27	209-PT-081
28	209-PT-082
29	209-PT-091
30	209-PT-095
31	209-PT-099
32	209-PT-101

Gabinete: 4140-PN-50
Chassi: 1
Slot: 5
Tipo: EA
Num. Cartão: 50-1-5 (50-CH1-5)

Ch.	Tag. Instrumento
01	209-PT-106
02	209-PT-107
03	209-PT-125A
04	209-PT-125B
05	209-PT-125C
06	209-PT-126A
07	209-PT-126B
08	209-PT-126C
09	209-PT-127A
10	209-PT-127B
11	209-PT-127C
12	209-ST-003
13	209-ST-004
14	209-TT-001B
15	209-TT-004A
16	209-TT-004B
17	209-TT-004C
18	209-TT-007
19	209-TT-008
20	209-TT-009
21	209-TT-017A
22	209-TT-026
23	209-TT-027
24	209-TT-028
25	209-TT-033
26	209-TT-034
27	209-TT-035
28	209-TT-043B
29	209-TT-050B
30	209-TT-134
31	209-FT-001D
32	209-ST-001

Gabinete: 4140-PN-50
Chassi: 1
Slot: 6
Tipo: EA
Num. Cartão: 50-1-6 (50-CH1-6)

Ch.	Tag. Instrumento
01	211-TT-030
02	
03	
04	
05	
06	
07	
08	
09	
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	
17	209-FT-015D
18	209-PT-170
19	209-PT-171
20	
21	
22	
23	
24	
25	
26	
27	
28	
29	
30	
31	413-TT-038
32	413-TT-039

NOTAS:

10.2.24 Mapa de Carregamento Industrial IT

Os exemplos de documentos listados são orientativos, sendo necessário a adequação do formato, legenda e conteúdo conforme as normas N-381 e N-2833.

PETROBRAS

TÍTULO: ENDEREÇAMENTO INDUSTRIAL IT	Nº REGAP:	Nº PROJETISTA:	Nº N-1710:
USUÁRIO: REGAP	UNIDADE:		NOME PROJETISTA:

Gabinete:				Gabinete:				Gabinete:			
Linha:				Linha:				Linha:			
Posição:				Posição:				Posição:			
Tipo: ED				Tipo: ED				Tipo: ED			
Modelo:				Modelo:				Modelo:			
Num. Cartão:				Num. Cartão:				Num. Cartão:			
Ch.	Tag. Instrumento	Ch.	Tag. Instrumento	Ch.	Tag. Instrumento	Ch.	Tag. Instrumento	Ch.	Tag. Instrumento	Ch.	Tag. Instrumento
01		01		01		01		01		01	
02		02		02		02		02		02	
03		03		03		03		03		03	
04		04		04		04		04		04	
05		05		05		05		05		05	
06		06		06		06		06		06	
07		07		07		07		07		07	
08		08		08		08		08		08	
09		09		09		09		09		09	
10		10		10		10		10		10	
11		11		11		11		11		11	
12		12		12		12		12		12	
13		13		13		13		13		13	
14		14		14		14		14		14	
15		15		15		15		15		15	
16		16		16		16		16		16	

NOTAS:

10.3. Lista de Códigos de Tipos / Funções

10.3.1 Para Localização de Instrumentos ou Funções

TIPO	FUNÇÃO
CC	CONSOLE DE EMERGÊNCIA
IO	UIO (FUNÇÃO CONFIGURADA NO CONTROLADOR ACESSÍVEL AO OPERADOR)
L	LOCAL
PC	PAINEL INSTALADO NA CASA DE CONTROLE
PL	PAINEL LOCAL
UC	UIPC (FUNÇÃO CONFIGURADA NO CONTROLADOR, NÃO ACESSÍVEL AO OPERADOR).
CLP	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMÁVEL
IHML	IHM LOCAL
PA	PAINEL AUXILIAR

10.3.2 Para Instrumentos

TIPO	FUNÇÃO
ADMITA	INSTRUMENTO DE NÍVEL TIPO ADMITÂNCIA
AEROFL	AEROFÓLIO
ALARME	PONTO DE ALARME
ALIMAUX	ALIMENTAÇÃO AUXILIAR
AMPLIF	AMPLIFICADOR DE SINAL
AMPREC	MILIAMPERÍMETRO RECEPTOR
ANALIS	ANALISADOR
ANNUBA	ANNUBAR
ANUNCI	ANUNCIADOR DE ALARME
BALNC	BALANÇA
BLOFUN	BLOCO DE FUNÇÕES
BORBNI	BORBULHADOR DE NÍVEL
BRANCO	INDEFINIDO
CALCUL	CALCULO
CALPAR	CALHA PARSHALL
CHAFIM	CHAVE FIM DE CURSO
CHAFLU	CHAVE DE FLUXO
CHAMAN	CHAVE MANUAL
CHANIV	CHAVE DE NÍVEL TIPO BÓIA
CHAPOS	CHAVE DE POSIÇÃO
CHAULT	CHAVE ULTRA-SÔNICA
CHAUTO	CHAVE AUTOMÁTICA
CHAVIB	CHAVE DE VIBRAÇÃO
CHNRAD	CHAVE DE NÍVEL TIPO RADAR
CILIND	ATUADOR TIPO CILINDRO PNEUMÁTICO
CONTPDP	CONTROLADOR DE PRESSÃO DIFERENCIAL PNEUMÁTICO
COMDEN	COMPENSAÇÃO DE DENSIDADE
COMPAR	COMPARADOR DE DESVIO
COMPDI	COMPENSAÇÃO DINÂMICA
COMTMT	COMPENSAÇÃO DE TEMPO MORTO
COMVPR	COMPENSAÇÃO DE VAZÃO POR PRESSÃO
COMVPT	COMPENSAÇÃO DE VAZÃO POR PRESSÃO E TEMPERATURA
COMVTE	COMPENSAÇÃO DE VAZÃO POR TEMPERATURA
CONMAN	CONTROLADOR MANUAL

TIPO	FUNÇÃO
CONTPP	CONTROLADOR DE PRESSÃO PNEUMÁTICO
CONTRO	CONTROLADOR
CONTPN	CONTROLADOR PNEUMÁTICO
CONVFP	CONVERSOR DE FREQÜÊNCIA / PULSO
CONVIP	CONVERSOR DE ELÉTRICO / PNEUMÁTICO
CONVPH	CONVERSOR PNEUMÁTICO / HIDRÁULICO
CONVPI	CONVERSOR DE SINAL PNEUMÁTICO / ELÉTRICO
CONVVI	CONVERSOR TENSÃO / CORRENTE
CORIOL	MEDIDOR DE VAZÃO TIPO CORIOLIS
CROMAT	CROMATÓGRAFO
DAMPER	DAMPER
DENSIM	DENSÍMETRO
DESPOS	MEDIDOR TIPO DESLOCAMENTO POSITIVO
DETCHA	DETETOR DE CHAMA
DETGAS	DETETOR DE GÁS
DETRAD	DETETOR TIPO RADIOATIVO
DISRUP	DISCO DE RUPTURA
DISTRI	DISTRIBUIDOR DE SINAL ELETRÔNICO
DIVISO	DIVISOR
EMPUXP	TRANSMISSOR DE NÍVEL PNEUMÁTICO TIPO EMPUXO
EMPUXT	TRANSMISSOR DE NÍVEL ELETRÔNICO TIPO EMPUXO
ENDINT	SINAL GERADO A PARTIR DE PAINEL DE RELÉS / CLP PARA SDCD
ESBIAS	ESTAÇÃO AUTO-MANUAL COM BIAS
ESTLOC	ESTAÇÃO LOCAL PNEUMÁTICA
ESTMAN	ESTAÇÃO MANUAL DE CONTROLE
ESTRAZ	ESTAÇÃO DE RAZÃO
EXRAIZ	EXTRATOR DE RAIZ
FILSYS	SISTEMA SELADO DE EXPANSÃO
GERPUL	GERADOR DE PULSO
INDICA	INDICADOR ELETRÔNICO
INDLOC	INDICADOR LOCAL
INDMUL	INDICADOR MULTIPONTO DE TEMPERATURA
INDNIV	INDICADOR DE NÍVEL TIPO RÉGUA
INDPOS	INDICADOR DE POSIÇÃO
INDTIR	INDICADOR DE TIRAGEM
ISOLAD	ISOLADOR ELETRÔNICO DE SINAL
LAMPAD	LÂMPADA
LEADLG	LEAD-LEG
LIMALT	LIMITADOR DE SINAL ALTO
LIMBAX	LIMITADOR DE SINAL BAIXO
LIMDUP	LIMITADOR DUPLO DE SINAL
LIMVAR	LIMITADOR DE VARIAÇÃO
MEDMAG	TRANSMISSOR DE VAZÃO MAGNÉTICO
MANDIF	MANÔMETRO DIFERENCIAL
MANOME	MANÔMETRO
MEDMAS	MEDIDOR MÁSSICO
MEDIA	MÉDIA
METRUN	METER RUN
MONICP	MONITOR PARA ALARME OU SINAL EM CLP
MONITO	MONITOR DE ALARME
MULTIP	MULTIPLICADOR
NIVCAP	INSTRUMENTO DE NÍVEL CAPACITIVO

TIPO	FUNÇÃO
ORIFIN	ORIFÍCIO INTEGRAL
ORREST	ORIFÍCIO DE RESTRIÇÃO
PALHET	PALHETAS DEFLETORAS
PASALT	SELETOR DE ALTA
PASBAX	SELETOR DE BAIXA
PLACOR	PLACA DE ORIFÍCIO
POSEPE	POSICIONADOR ELETROPNEUMÁTICO ELETRÔNICO
POSEPI	POSICIONADOR ELETROPNEUMÁTICO INTELIGENTE
POSPNM	POSICIONADOR PNEUMÁTICO
POSFF	POSICIONADOR FOUNDATION FIELDBUS
PRESDI	PRESSOSTATO DIFERENCIAL
PRESSI	PRESSOSTATO CONTATO SIMPLES
PRESSO	PRESSOSTATO
PRESSR	PRESSOSTATO RECEPTOR
REGISP	REGISTRADOR PNEUMÁTICO
REGIST	REGISTRADOR ELETRÔNICO
REGMUL	REGISTRADOR MULTIPONTO
RELECO	RELE DE COMPUTAÇÃO
ROTAME	ROTÂMETRO
RTD	TERMORESISTÊNCIA
SADCON	SAÍDA DE CONTROLE
SADINT	SINAL GERADO A PARTIR DO SDCD PARA PAINEL DE RELÉS / CLP
SELSIN	SELATOR DE SINAL
SENPOS	SENSOR DE POSIÇÃO
SENVEL	SENSOR DE VELOCIDADE
SENVIB	SENSOR DE VIBRAÇÃO / DESLOCAMENTO AXIAL
SKINPO	SKIN-POINT
SOLENO	VÁLVULA SOLENÓIDE
SOMATO	SOMADOR
SUBTRA	SUBTRATOR
TACOME	TACÔMETRO
TEMPOR	TEMPORIZADOR
TERMOM	TERMÔMETRO BIMETÁLICO
TERMOP	TERMOPAR
TERMOS	TERMOSTATO
TERPOC	POÇO DE TEMPERATURA
TMORTO	TEMPO MORTO
TOMADA	TOMADA
TOTALI	TOTALIZADOR
TPITOT	TUBO DE PITOT
TRANIV	TRANSMISSOR DE NÍVEL
TRANSD	TRANSDUTOR DE SINAL mV / I
TRANSM	TRANSMISSOR ELETRÔNICO
TRAPDE	TRANSMISSOR DE PRESSÃO DIFERENCIAL ELETRÔNICO
TRAPDP	TRANSMISSOR DE PRESSÃO DIFERENCIAL PNEUMÁTICO
TRAPOS	TRANSMISSOR DE POSIÇÃO
TRAPRE	TRANSMISSOR DE PRESSÃO ELETRÔNICO
TRAPRP	TRANSMISSOR DE PRESSÃO PNEUMÁTICO
TRARAD	TRANSMISSOR DE NÍVEL TIPO RADAR
TRATEM	TRANSMISSOR DE TEMPERATURA
TRATEP	TRANSMISSOR DE TEMPERATURA PNEUMÁTICO

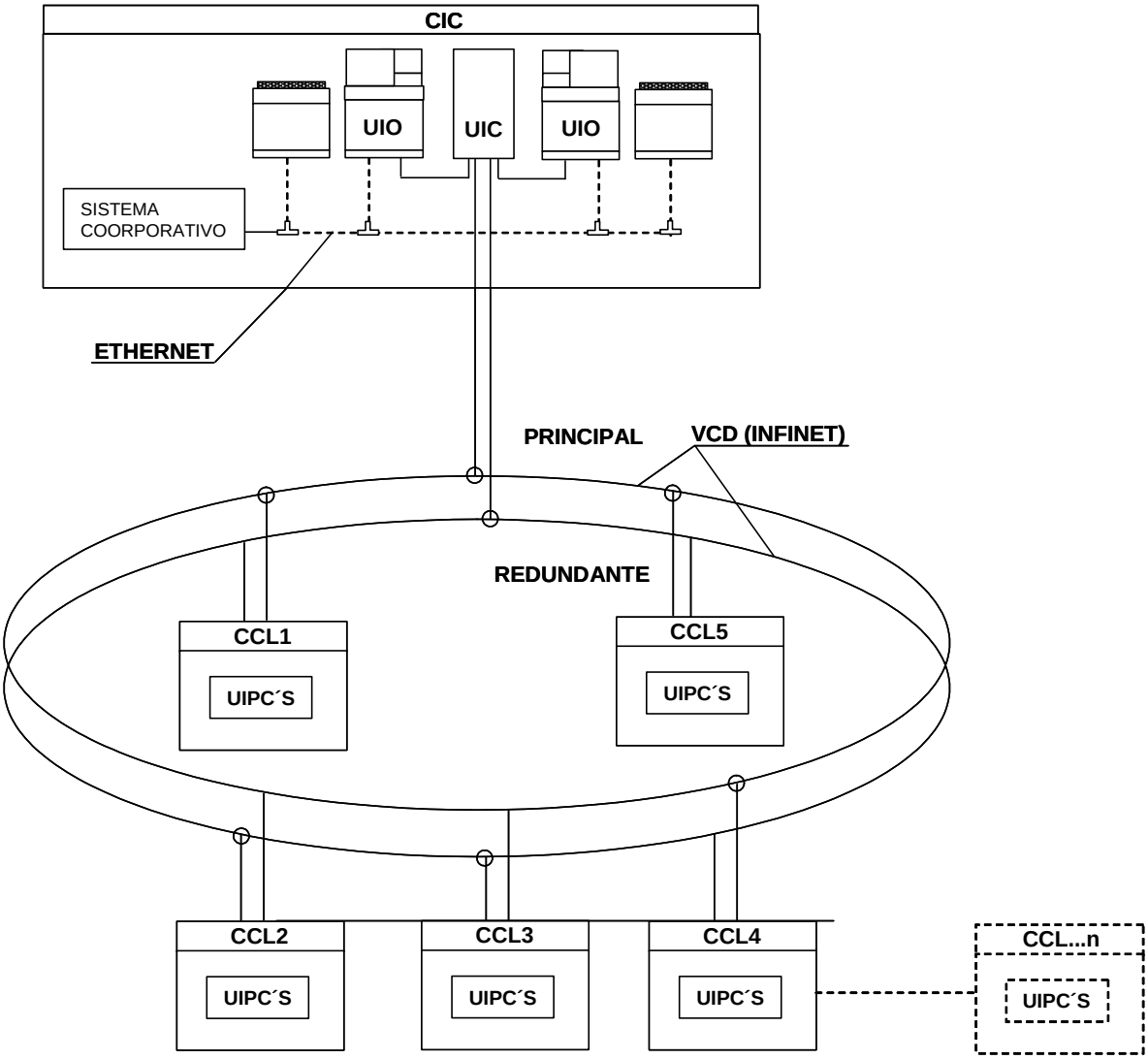
TIPO	FUNÇÃO
TRATIR	TRANSMISSOR DE PRESSÃO DE TIRAGEM
TRAULT	TRANSMISSOR DE NÍVEL TIPO ULTRA-SÔNICO
TRAVAZ	TRANSMISSOR DE VAZÃO
TRAVEL	TRANSMISSOR DE VELOCIDADE
TRAVIB	TRANSMISSOR DE VIBRAÇÃO / DESLOCAMENTO AXIAL
TURBIN	MEDIDOR DE VAZÃO TIPO TURBINA
UALARM	UNIDADE DE ALARME
ULTRAS	DETETOR TIPO ULTRA-SÔNICO
VALALI	VÁLVULA DE ALÍVIO
VALALP	VÁLVULA DE ALÍVIO DE PRESSÃO E VÁCUO
VALCON	VÁLVULA DE CONTROLE
VALMAN	VÁLVULA DE CONTROLE MANUAL
VALMOT	VÁLVULA MOTORIZADA
VONOFF	VÁLVULA ON-OFF
VALSEG	VÁLVULA DE SEGURANÇA E ALÍVIO
VAUTOC	VÁLVULA AUTOCONTROLADA
VISOINV	VÁLVULA DE ISOLAMENTO DE INVENTÁRIO
VAZTER	INSTRUMENTO DE VAZÃO TÉRMICO
VENTUR	VENTURI
VISCOS	VISCOSÍMETRO
VISFLU	VISOR DE FLUXO
VISNIV	VISOR DE NÍVEL
VORTEX	MEDIDOR DE VAZÃO TIPO VORTEX

10.3.3 Para Sistemas

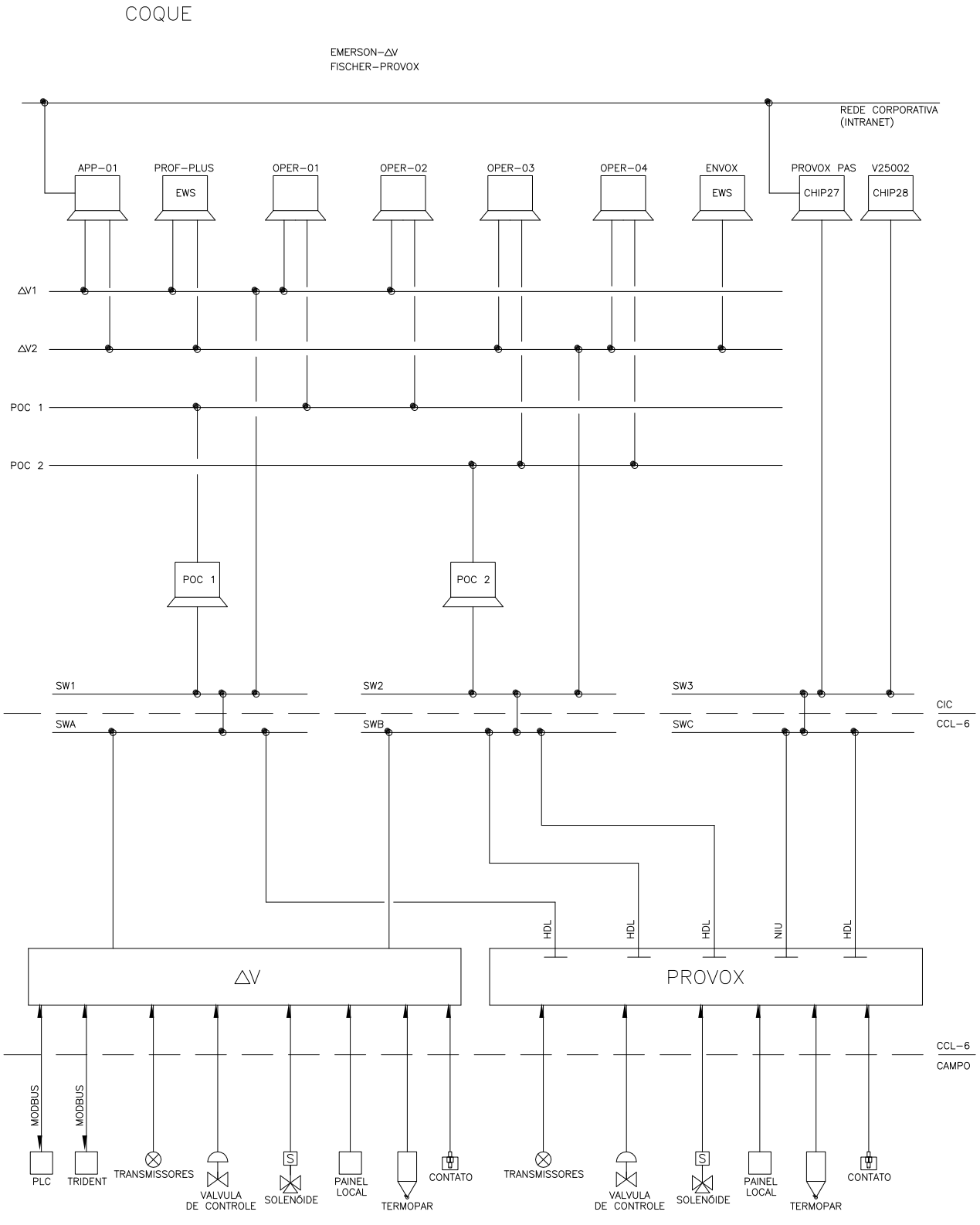
TIPO	SISTEMA
BN	BENTLY NEVADA
SIS	SIS
FG	FOGO E GÁS
SDCD-F	SDCD FF
SDCD-R	SDCD REMOTA
SDCD-C	SDCD SINAL CONVENCIONAL

11. ANEXOS

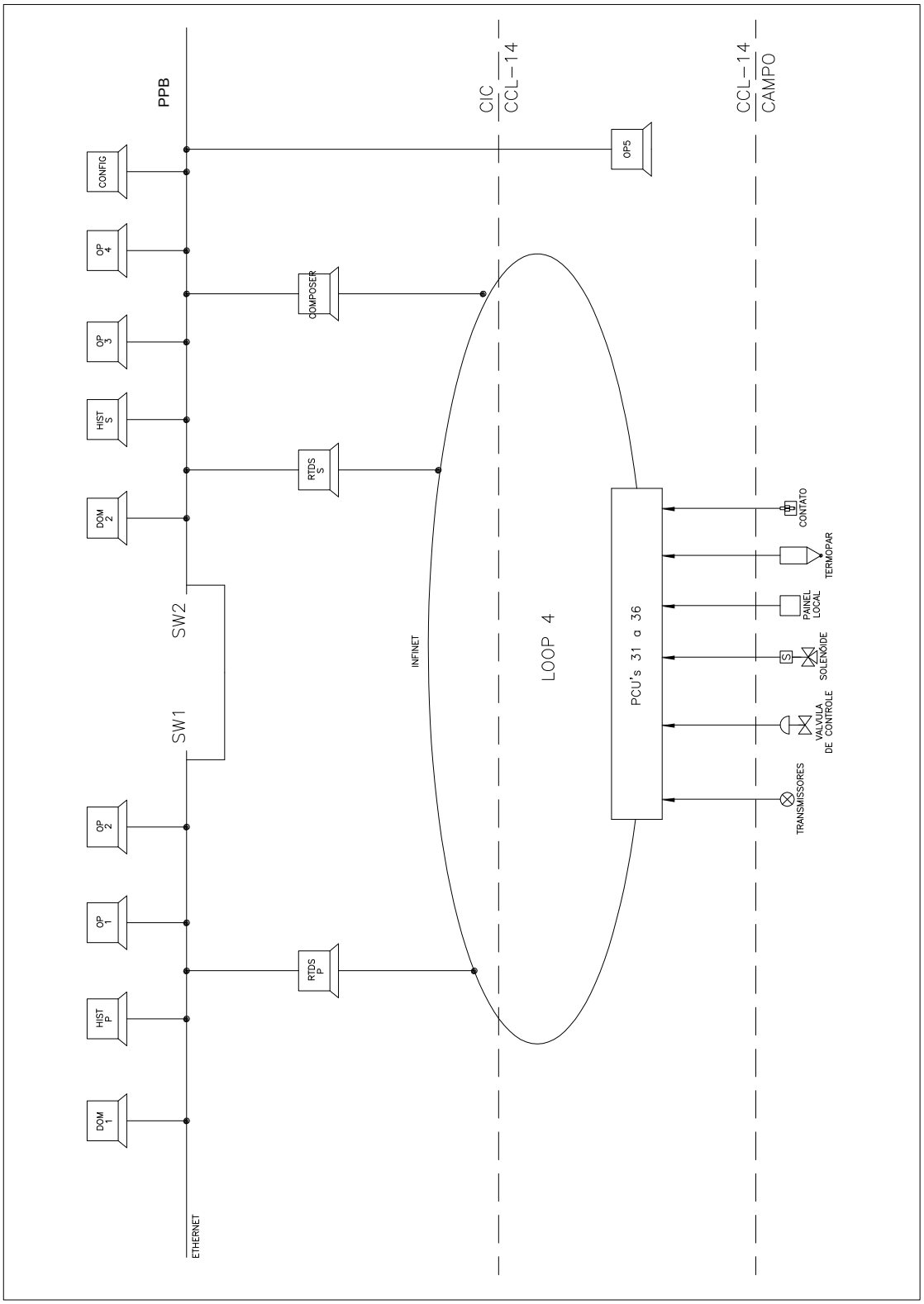
11.1. Arquitetura do Sistema INFI 90



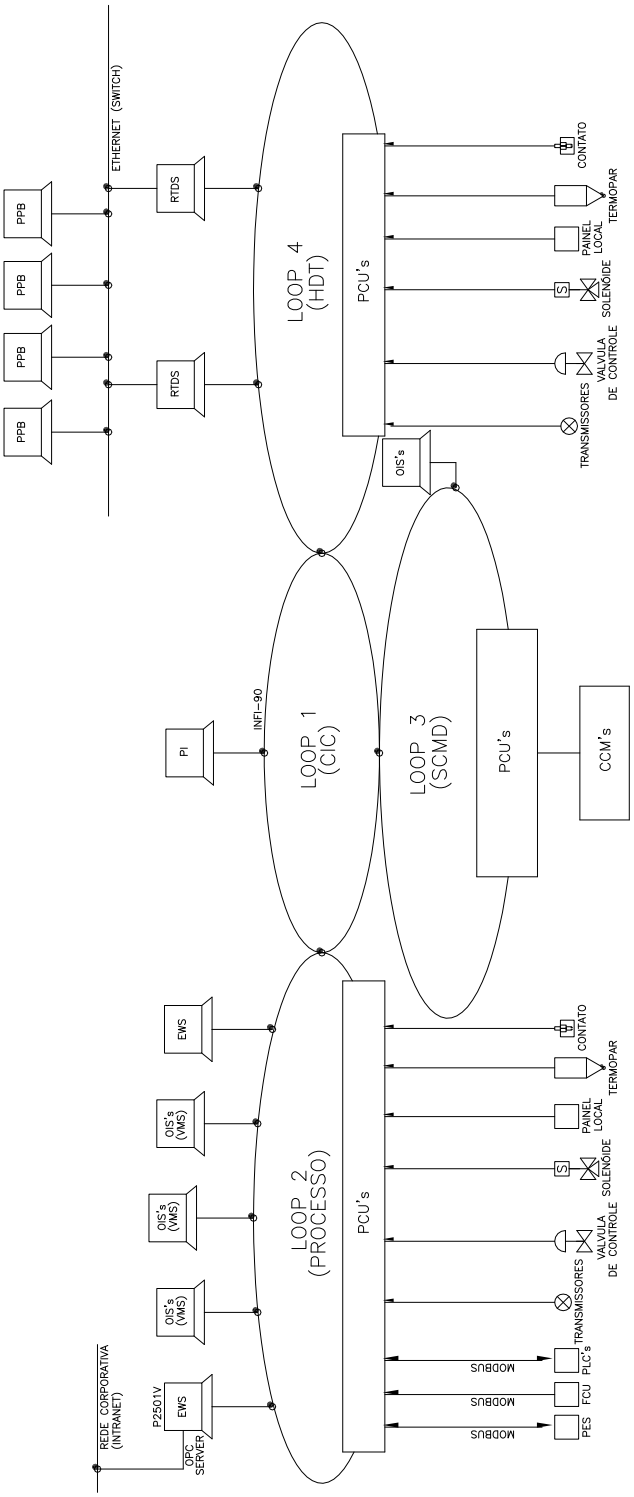
11.2. Arquitetura do Sistema do Coque



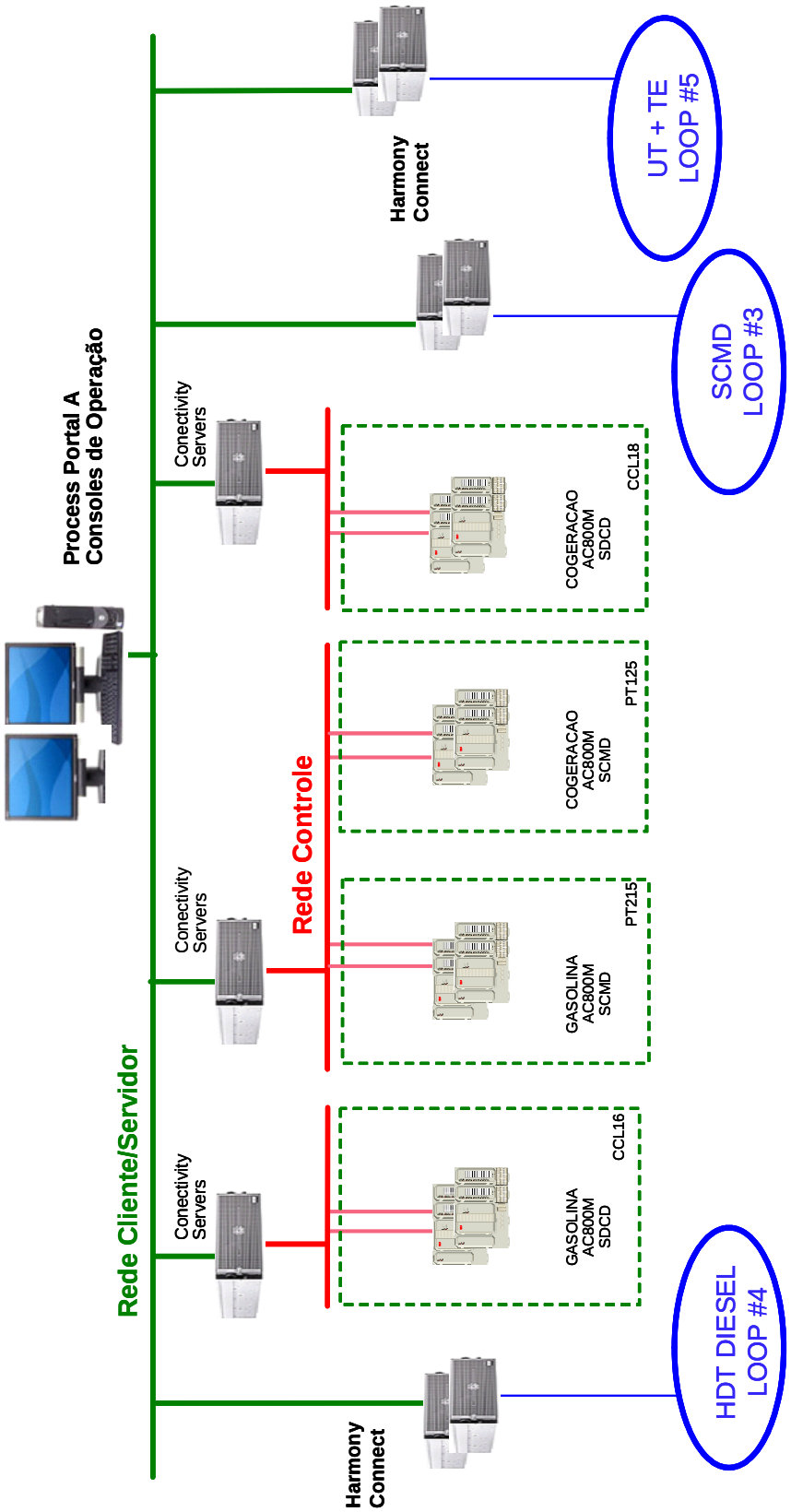
11.3. Arquitetura do Sistema do UHDT



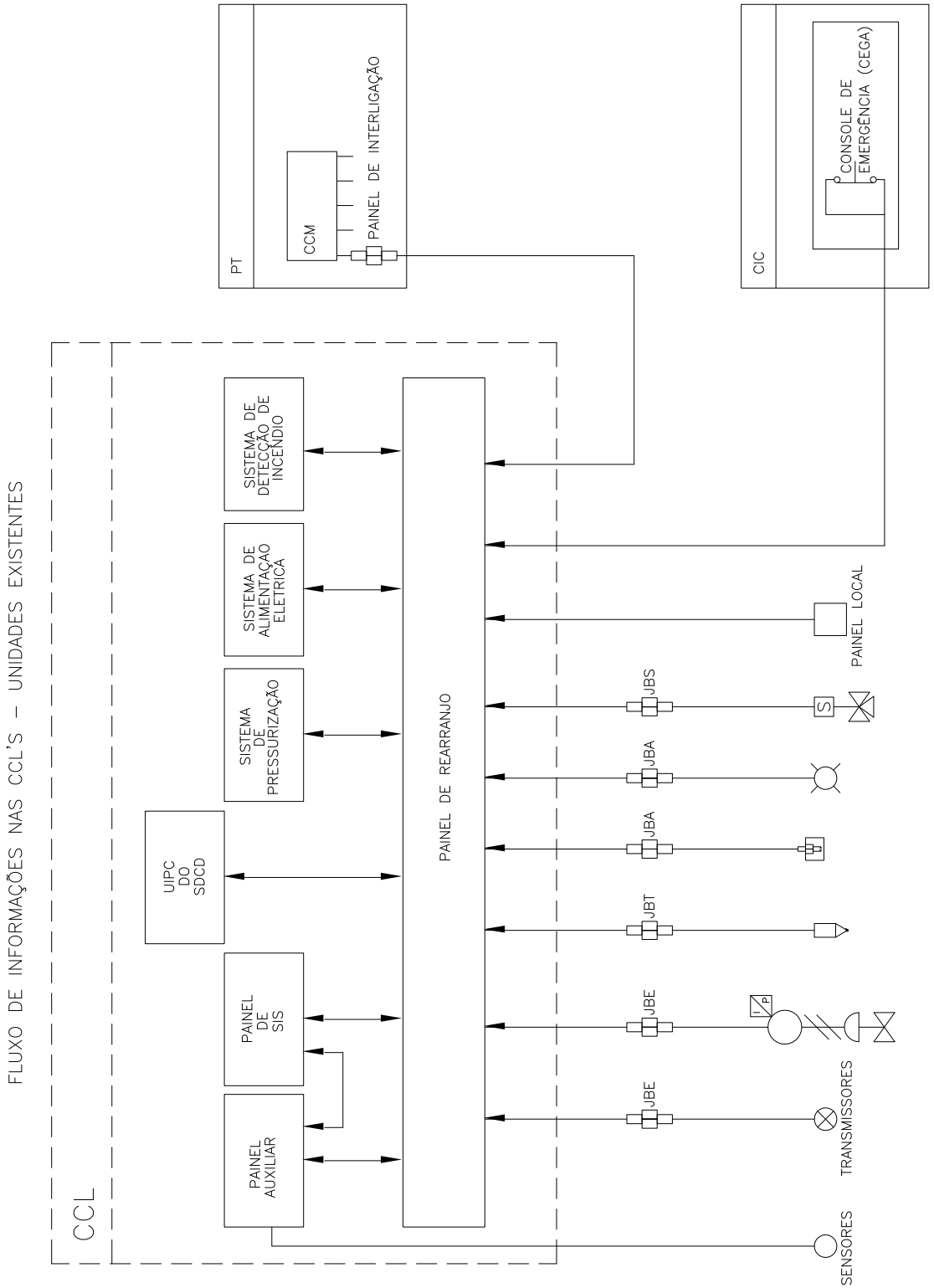
11.4. Arquitetura Atual



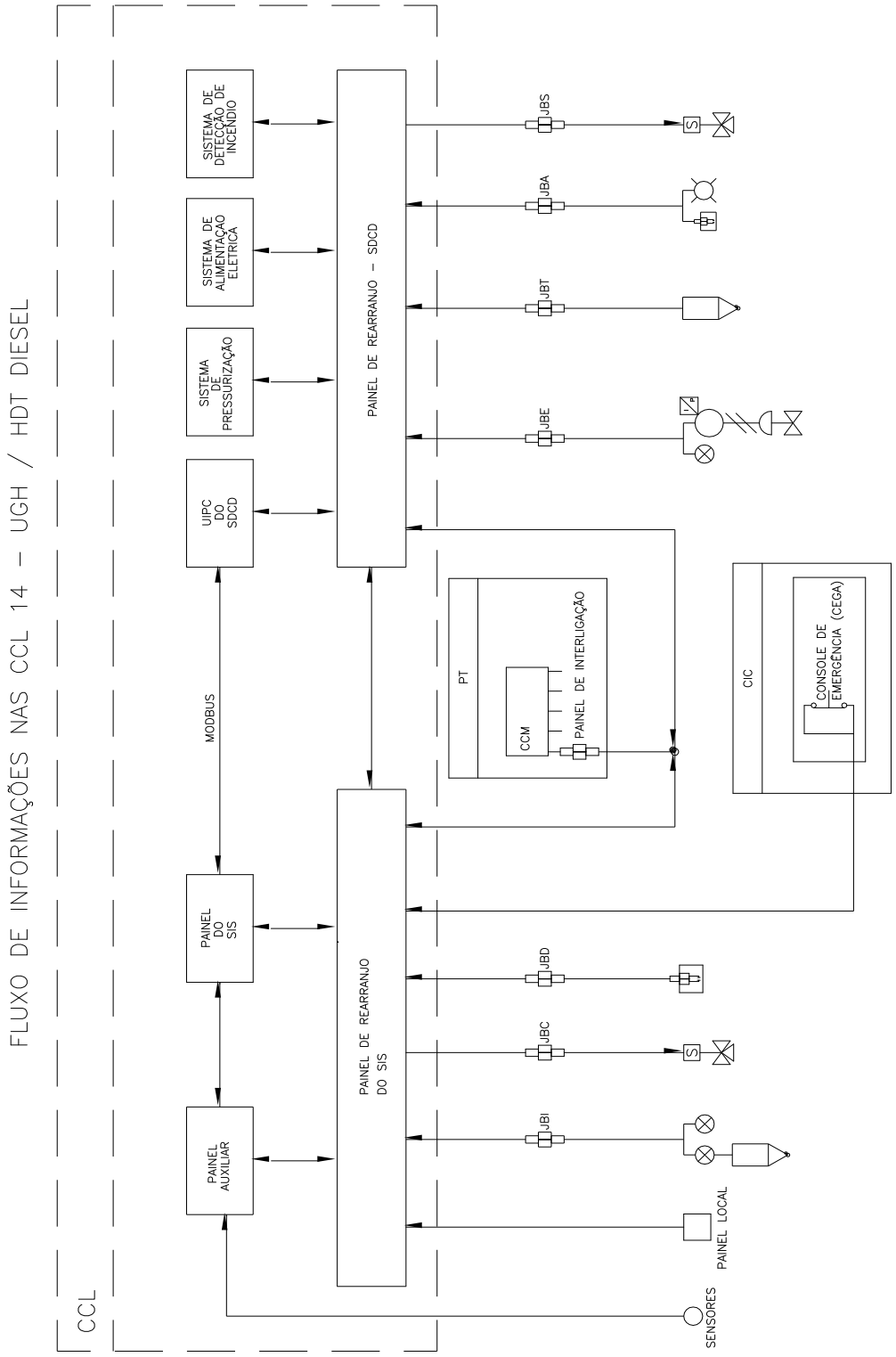
11.5. Arquitetura Geral Industrial IT – Carteira de Gasolina e Cogeração



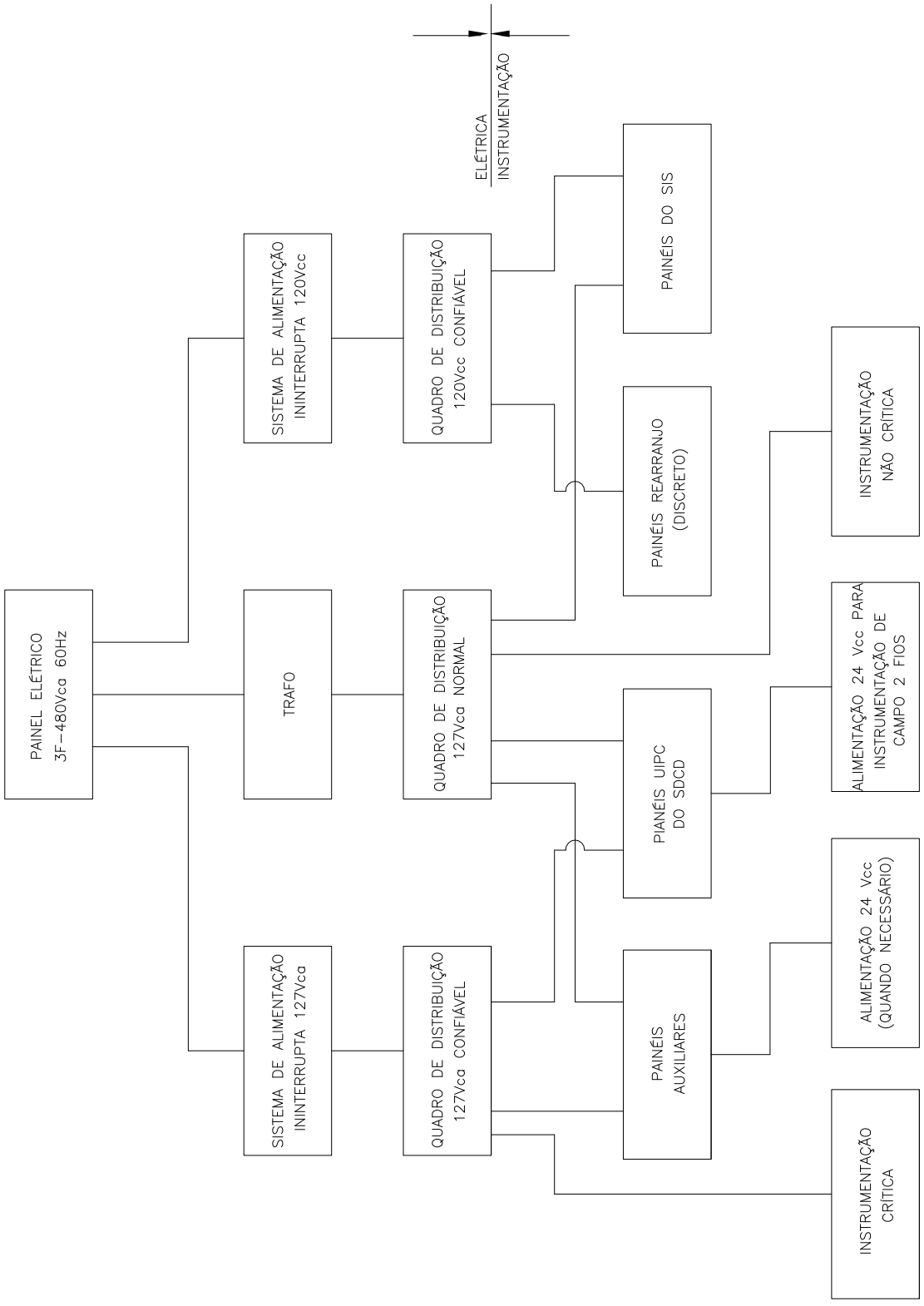
11.6. Fluxo de informações nas Casas de Controle Local – CCL's para Unidades Existentes



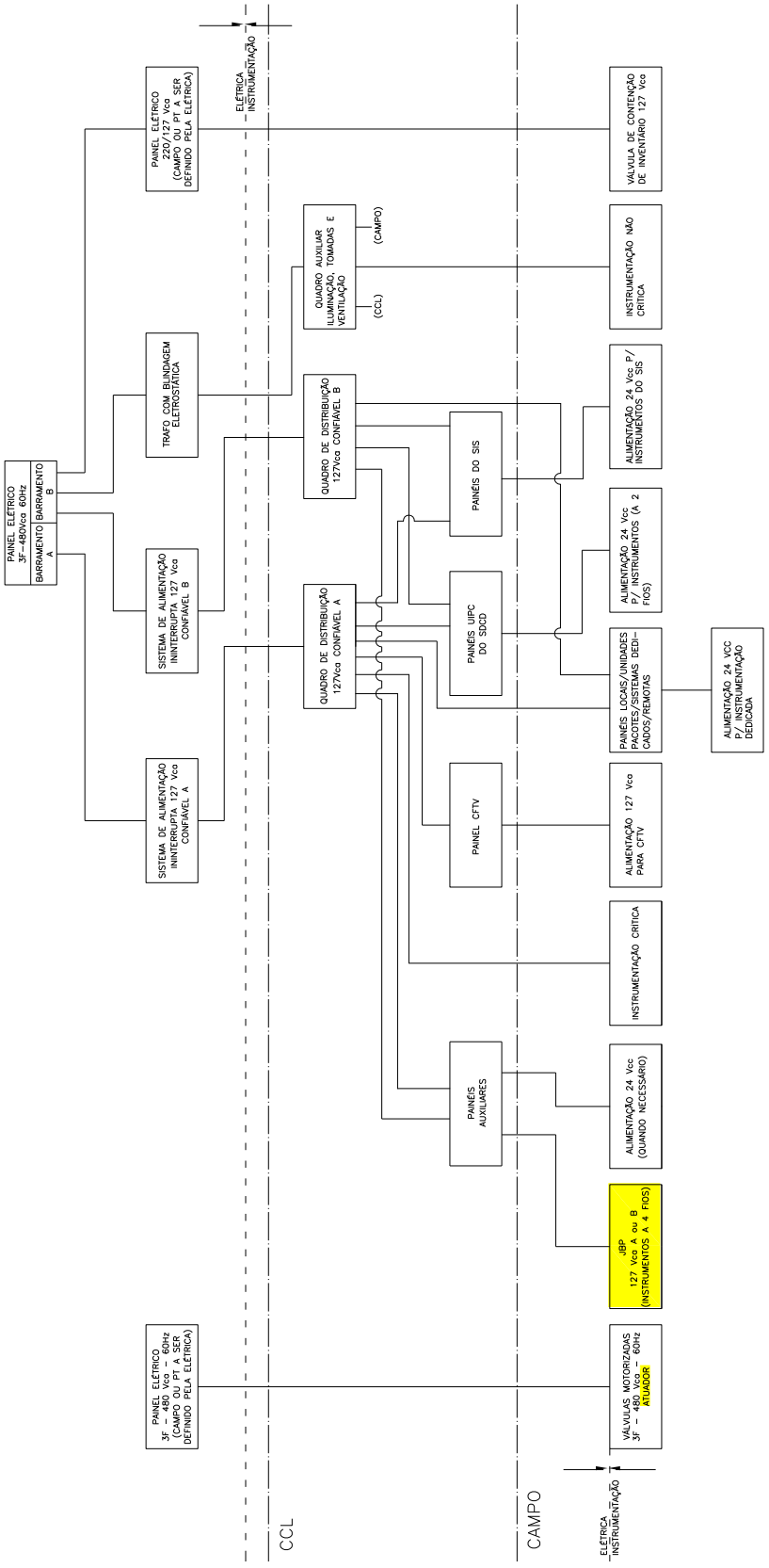
11.7. Fluxo de informações na Casa de Controle Local – CCL 14 UGH/ HDT Diesel



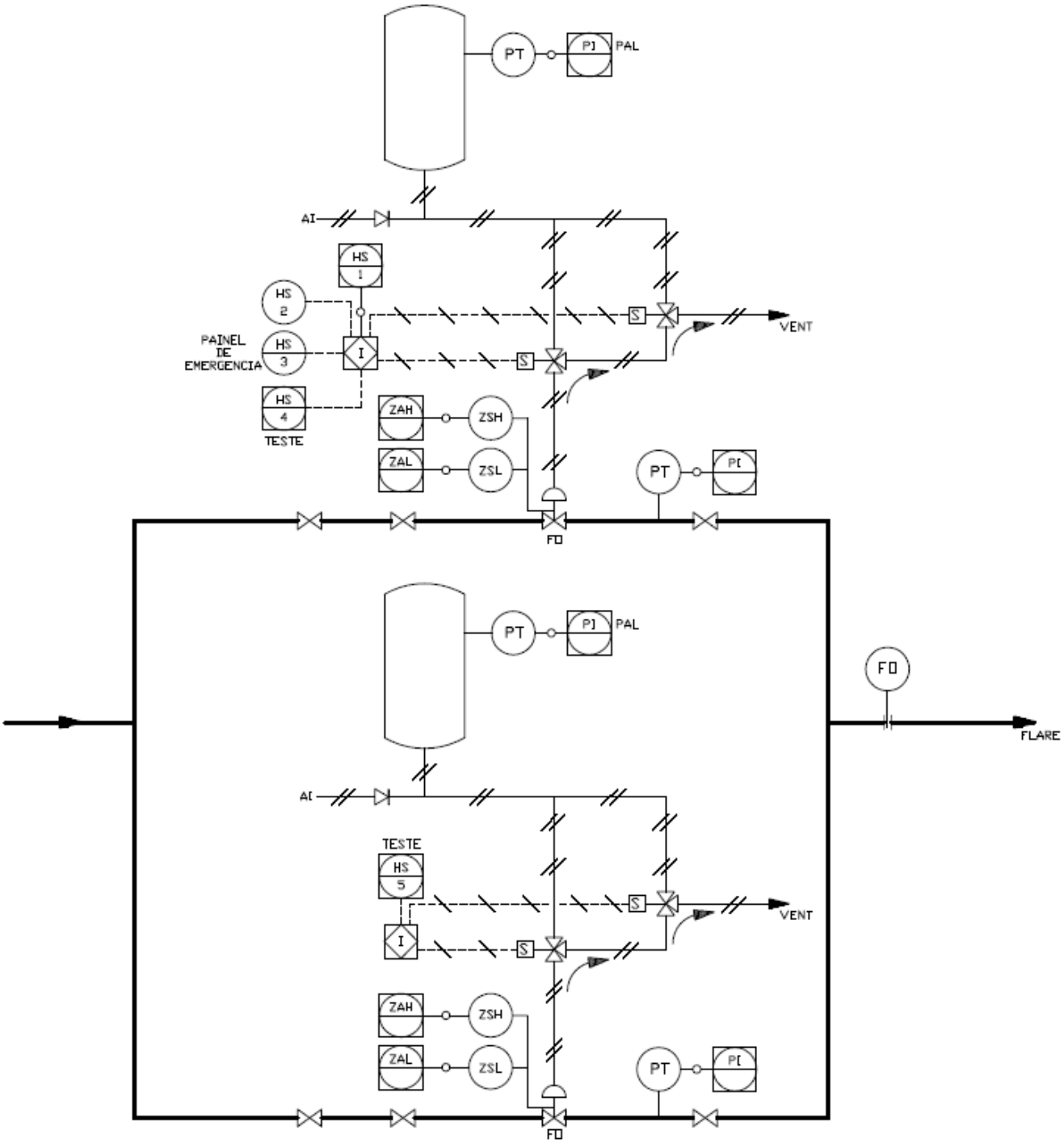
11.8. Filosofia do Sistema de Alimentação Elétrica para as Unidades Existentes



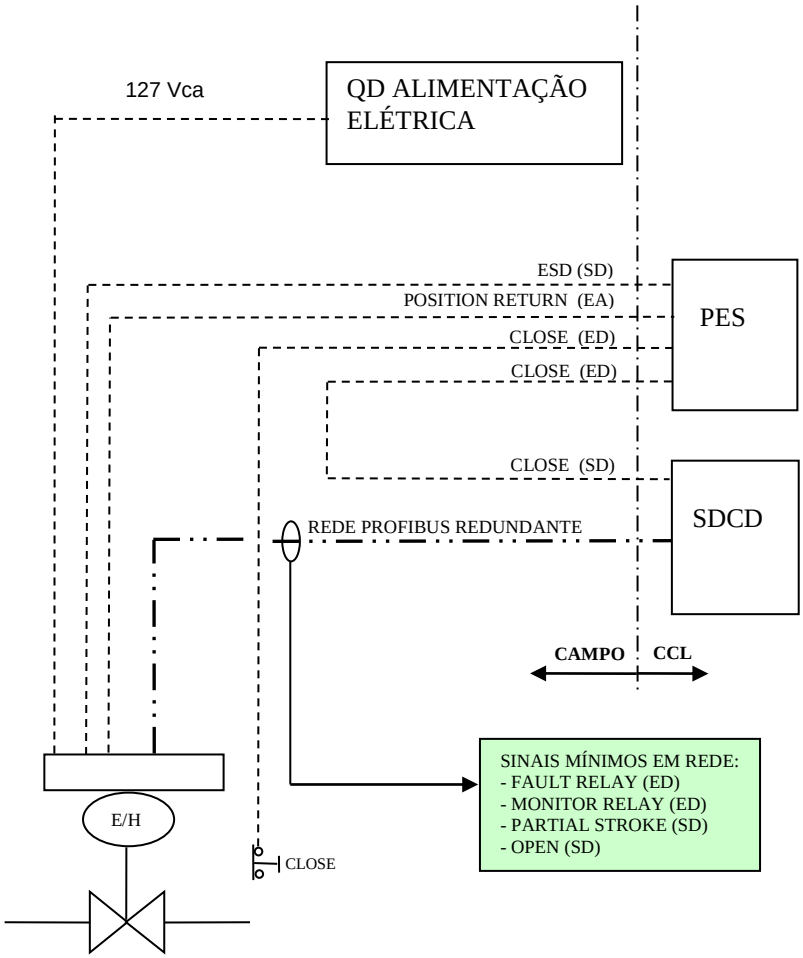
11.9. Filosofia do Sistema de Alimentação Elétrica para as Novas Unidades



11.10. Sistema de Despressurização de Unidades Operacionais

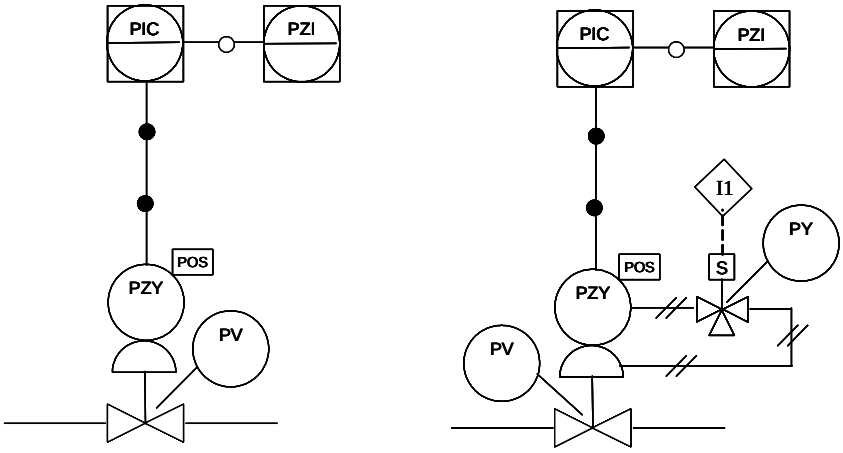


11.11. Válvula de Isolamento de Inventário – Típico de Interligações



11.12. Representação em Fluxogramas de Engenharia para Posicionadores FF

REPRESENTAÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE POSICIONADOR FF



MALHA SIMPLES

MALHA C/ SOLENÓIDE
DE INTERTRAVAMENTO

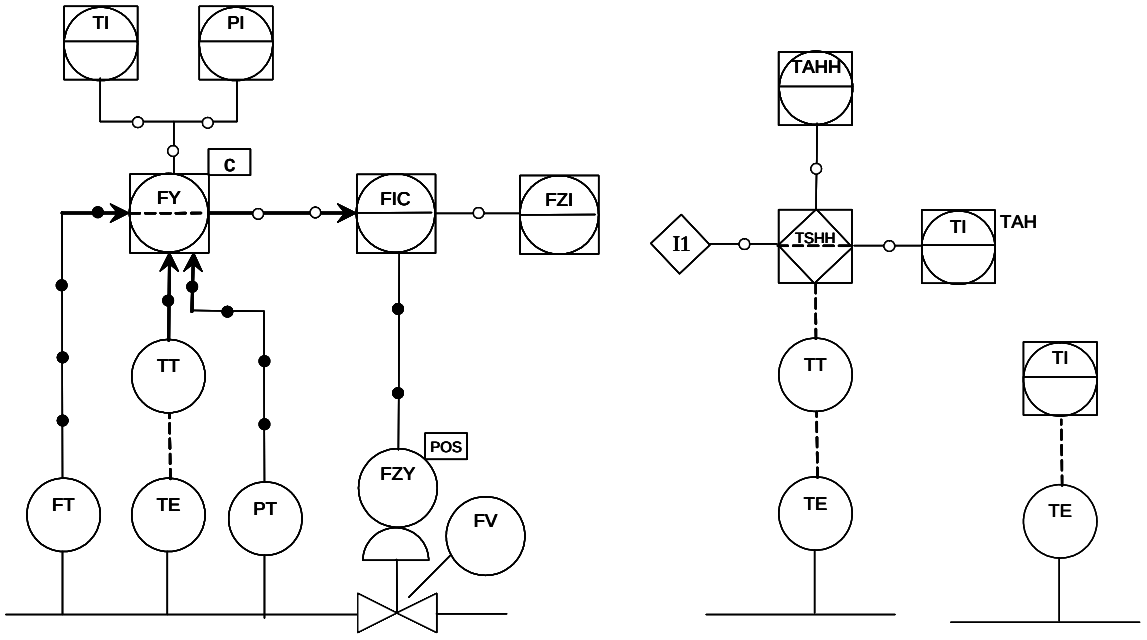
LEGENDA:

POS - POSICIONADOR

NOTA: PZY – POSICIONADOR FF C/ FUNÇÃO DE TRANSMISSOR DE POSIÇÃO INCORPORADA

11.13. Representação em Fluxogramas de Engenharia para Instrumentos FF, PES, Remotas E/S

REPRESENTAÇÃO EM FLUXOGRAMAS DE ENGENHARIA



FOUNDATION FIELDBUS - FF

PES

REMOTA E/S