



SAS

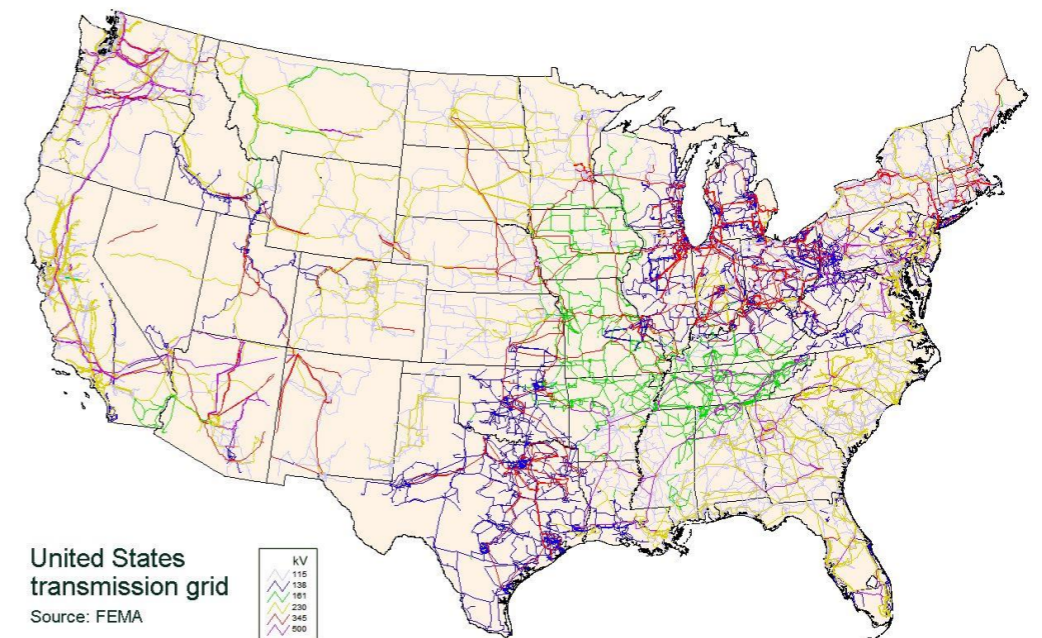
Sistema de Automação de SEs

1- INTRODUÇÃO

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

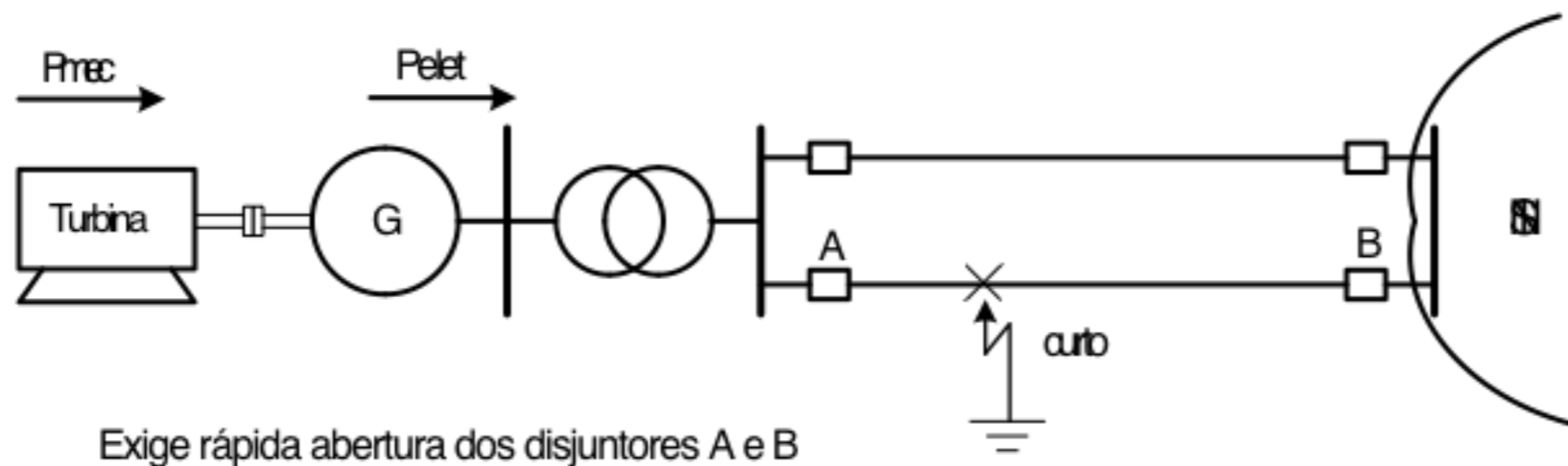
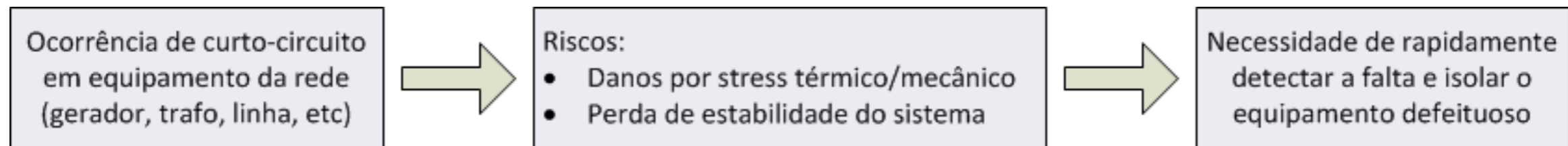
INTRODUÇÃO

- Os Modernos Sistemas de Potência possuem dimensão de milhares de quilômetros e necessitam operar em preciso sincronismo, podendo ser considerados “a maior máquina construída pelo ser humano” .



INTRODUÇÃO

- ex: função de proteção



solução: devido ao requisito de velocidade, normalmente utiliza-se um (ou mais) equipamentos dedicados para a proteção de cada equipamento da rede (gerador, trafo, linha, etc)

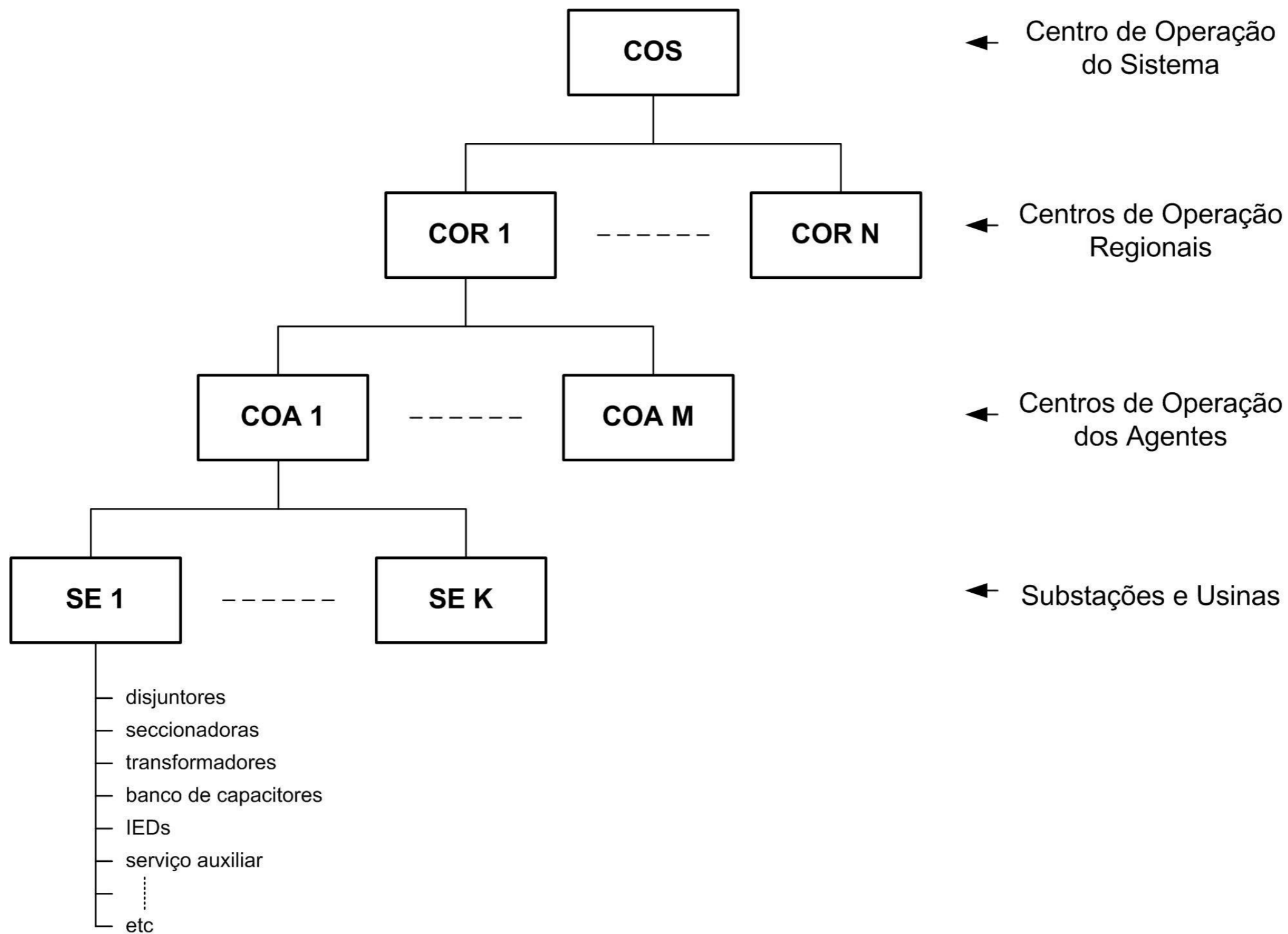
SAS – Sistemas de Automação de Subestações

INTRODUÇÃO

- A tarefa de manter esse grande sistema operando adequadamente, sem entrar em colapso frente às perturbações a que é submetido continuamente, não é trivial.
- Para se alcançar o grau de confiabilidade exigida para operação do sistema interligado é necessário um sofisticado Sistema de Supervisão e Controle (SSC) da rede elétrica.
- O SSC provê os meios para coordenação da operação do sistema elétrico de potência visto de forma global e, para tanto, é constituído por vários níveis hierárquicos.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Sistema Hierárquico de Controle e Supervisão do SIN



SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Sistema Hierárquico de Controle e Supervisão do SIN

- No COS encontram-se as funções de alto nível que fornecem as informações necessárias para a operação adequada e segura do sistema. Algumas dessas funções são:
 - fluxo de potência
 - estimador de estado
 - análise de segurança
 - previsão de carga
 - programação hidro-energética dos reservatórios
 - recomposição do sistema
 - etc
- Para realizar essas funções, o SSC demanda uma enorme quantidade de informação sobre o estado e as condições operativas de todos os componentes/equipamentos que constituem o sistema interligado.
- Além disso, ele tem de comandar e controlar equipamentos, tais como, disjuntores , seccionadoras, taps de transformadores, reguladores de tensão e velocidade de geradores, etc.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Sistema Hierárquico de Controle e Supervisão do SIN

- No SIN os cinco Centros de Operação (COS, COSR-NCO, COSR-SE, COSR-NE, COSR-S):
 - comandam cerca 50 mil intervenções/dia
 - recebem 10 mil informações/seg
 - gravam 10 milhões registros/dia
- Os Sistemas de Automação de Subestações – SAS –, localizados na base do sistema hierárquico desempenham um papel vital na operação do sistema elétrico de potência.
- O SAS faz a interface com os equipamentos primários da rede e é responsável pela aquisição das grandezas a serem monitoradas e pelo controle e supervisão desses equipamentos.

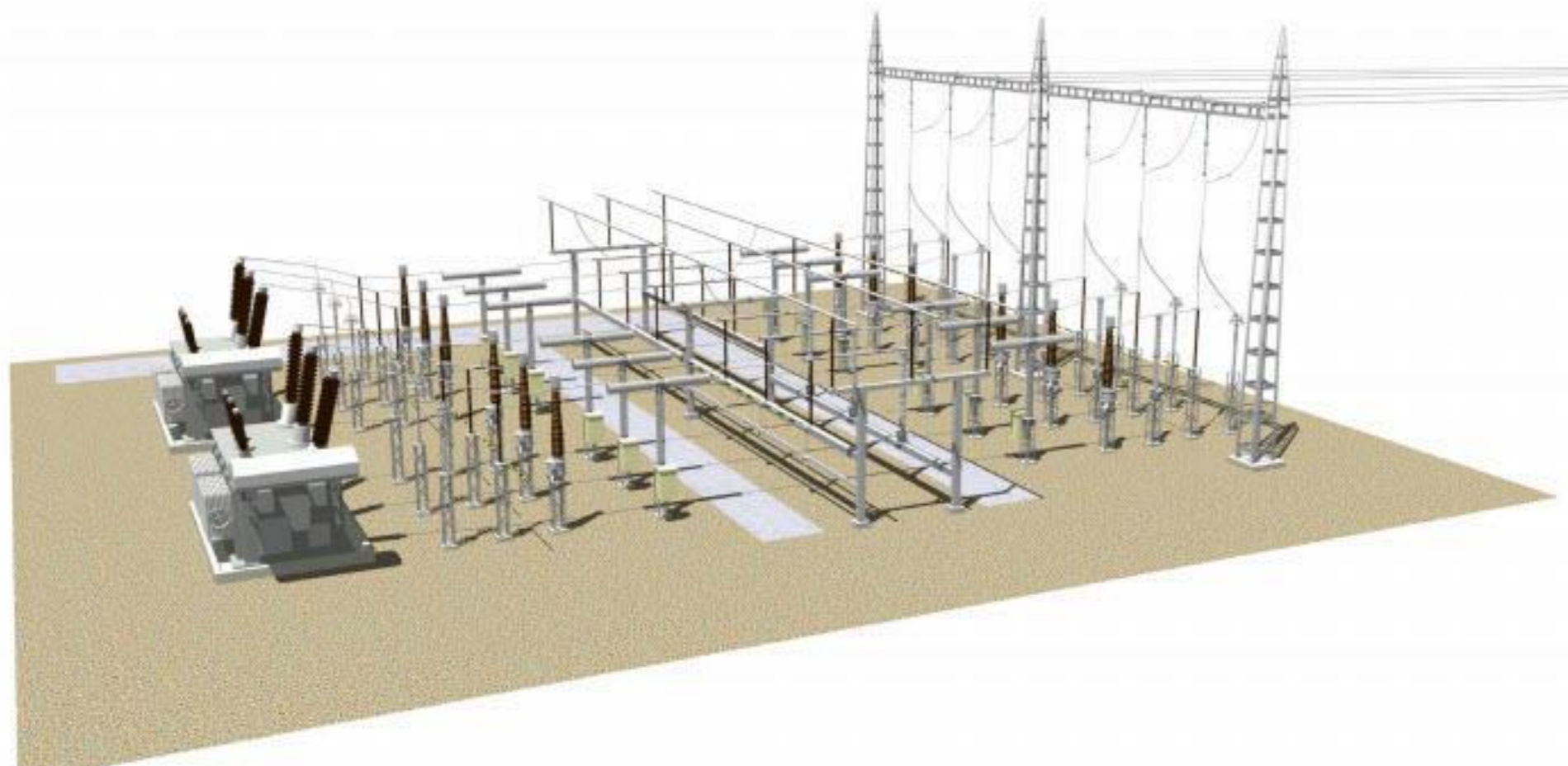
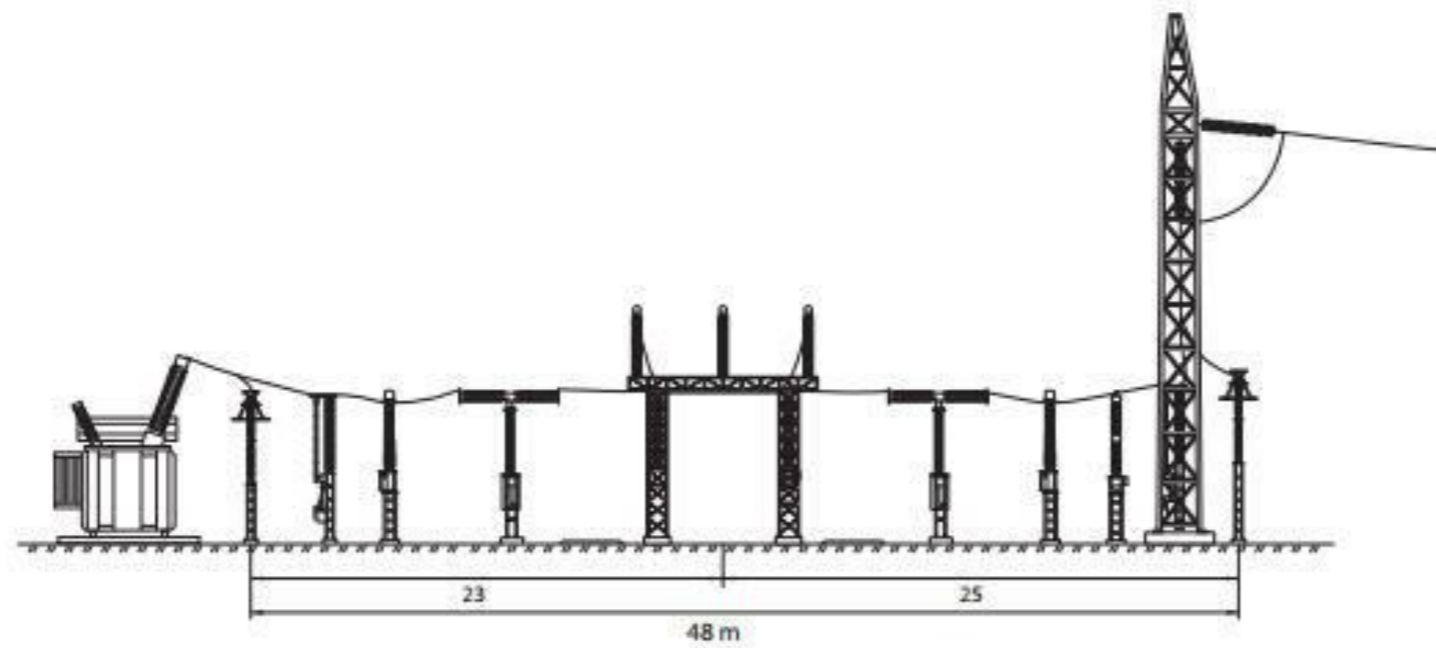
Subestação

Equipamentos Primários

Subestações de Energia Elétrica:

- Uma SE é constituída por diversos circuitos de linhas, as quais são conectados a um sistema de barramentos por meio de chaves seccionadoras e disjuntores.
- O arranjo de barramentos utilizado depende do porte da SE, da flexibilidade operacional desejada, bem do custo e dos requisitos de confiabilidade.
- A esses barramentos e circuitos são agregados equipamentos de medição, proteção e controle.

Bay de entrada de linha



Bay de entrada de linha

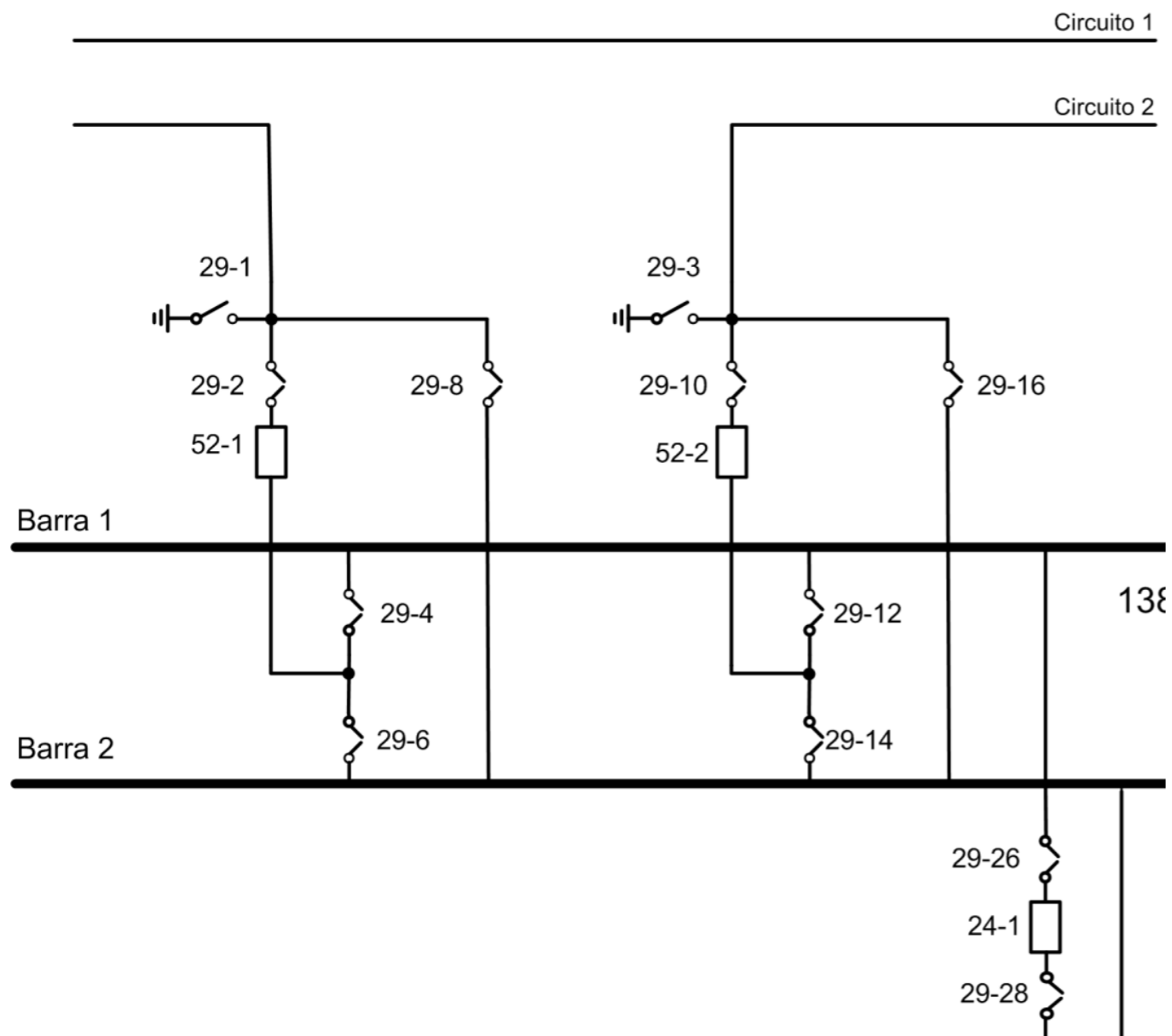


Principais Arranjos de Barramentos:

- Barra simples
 - Barra seccionada
 - Barra principal e de transferência
 - Barra dupla e disjuntor simples
 - Barra dupla e disjuntor duplo
 - Disjuntor e meio
 - Anel
- O tipo de arranjo de barras adotado irá ditar a complexidade dos procedimentos operativos

SAS - Sistema de Automação de Subestações

Exemplo de sequência de manobras para liberação de disjuntor para manutenção



- Fechar seccionadoras 29-26 e 29-28
- Ligar disjuntor 24-1
- Bloquear religamento do disjuntor 52-1
- Chave da proteção 52-1 para posição *intermediária* (desliga 52-1 e 24-1)
- Fechar seccionadora 29-8
- Desligar disjuntor 52-1
- Chave da proteção 52-1 para posição *transferida* (desliga somente 24-1)
- abrir seccionadoras 29-2 e 29-4

Disjuntores de Alta Tensão

Disjuntores de Alta Tensão

- É um equipamento fundamental na SE, usado no ponto de interligação entre dois componentes da rede (barra, transformador, linha, etc);
- A tarefa mais importante é interromper a corrente de falta, desenergizando o componente defeituoso tão rapidamente quanto possível, de forma a limitar os possíveis danos do curto-circuito;
- Além da função de proteção, os disjuntores também são utilizados no chaveamento intencional (ligar/desligar) de equipamentos e linhas. Para tanto, deve ser capaz de interromper correntes nominais de carga, correntes de magnetização de trafos e correntes capacitivas de banco de capacitores ou linhas em vazio;
- Os disjuntores devem ser mecanicamente capazes de abrir em tempos tão curtos quanto 2 ciclos, após terem permanecidos na posição fechada durante meses.

O Arco Elétrico

- Quando os contatos do disjuntor se separam, um arco elétrico se estabelece e a corrente irá continuar a fluir através desse arco, o qual consiste de uma coluna de gás com temperatura entre 5000 e 20.000° K, completamente ionizada (plasma);
- Nas vizinhanças da passagem pelo zero da corrente, o diâmetro do arco diminui, a temperatura reduz-se para cerca de 2.000° K, a ionização do plasma é reduzida e ele deixa de ser condutor. Nesse instante a corrente pode ser interrompida;
- Para que a corrente não volte a ser conduzida no próximo meio ciclo dois requisitos físicos tem de ser atendidos:
 - Requisito térmico: o arco tem de ser resfriado a uma temperatura baixa suficiente para deixar de ser eletricamente condutor;
 - Requisito dielétrico: o meio em torno dos contatos deve recuperar a rigidez dielétrica original e suportar o rápido aumento da tensão entre os terminais, produzido pela rede quando a corrente é interrompida (TRV – Transient Recovery Voltage);

O Arco Elétrico

- Se um desses requisitos não for alcançado, a corrente irá continuar a fluir por outro meio ciclo, até a próxima passagem pelo zero. Normalmente, um disjuntor moderno interrompe a corrente de curto-circuito na segunda ou terceira passagem pelo zero após a separação dos contatos;

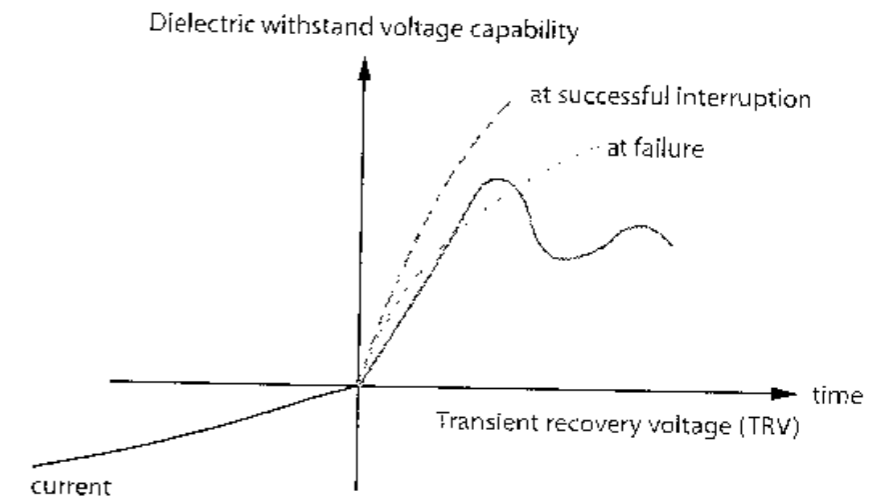
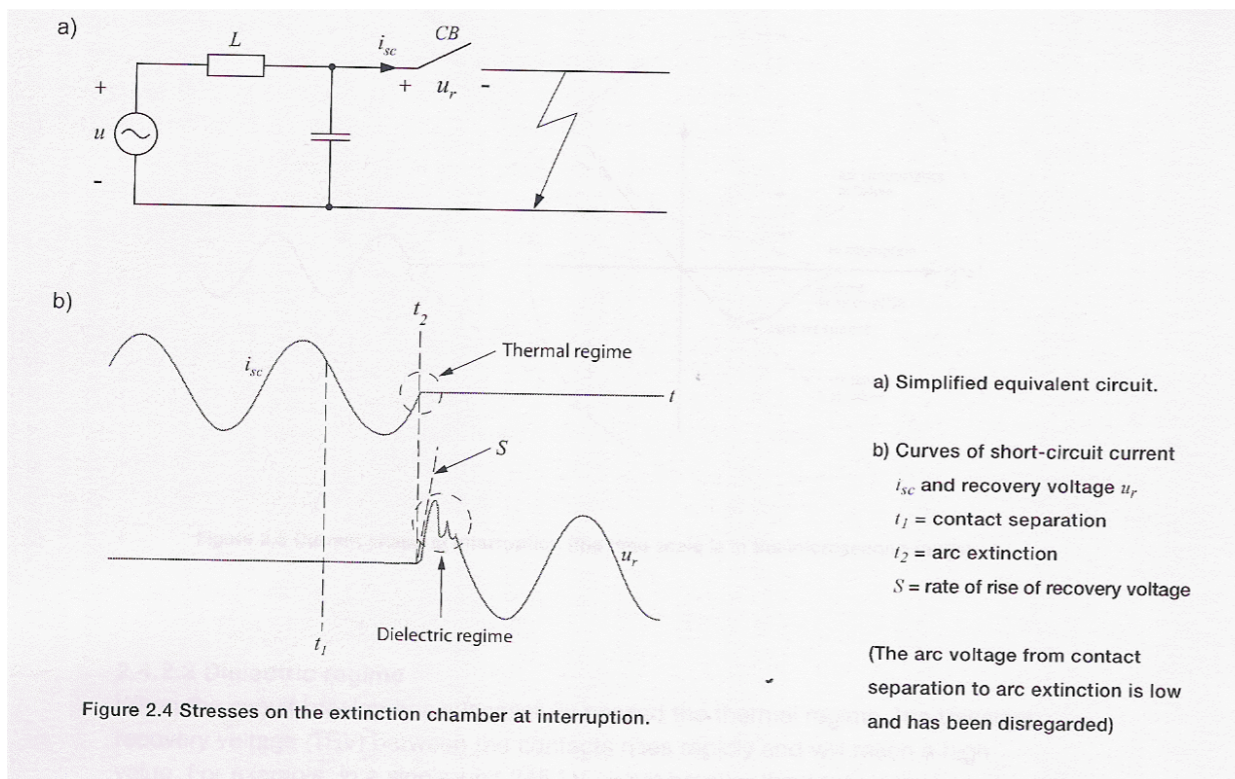


Figure 2.6 Dielectric interruption regime

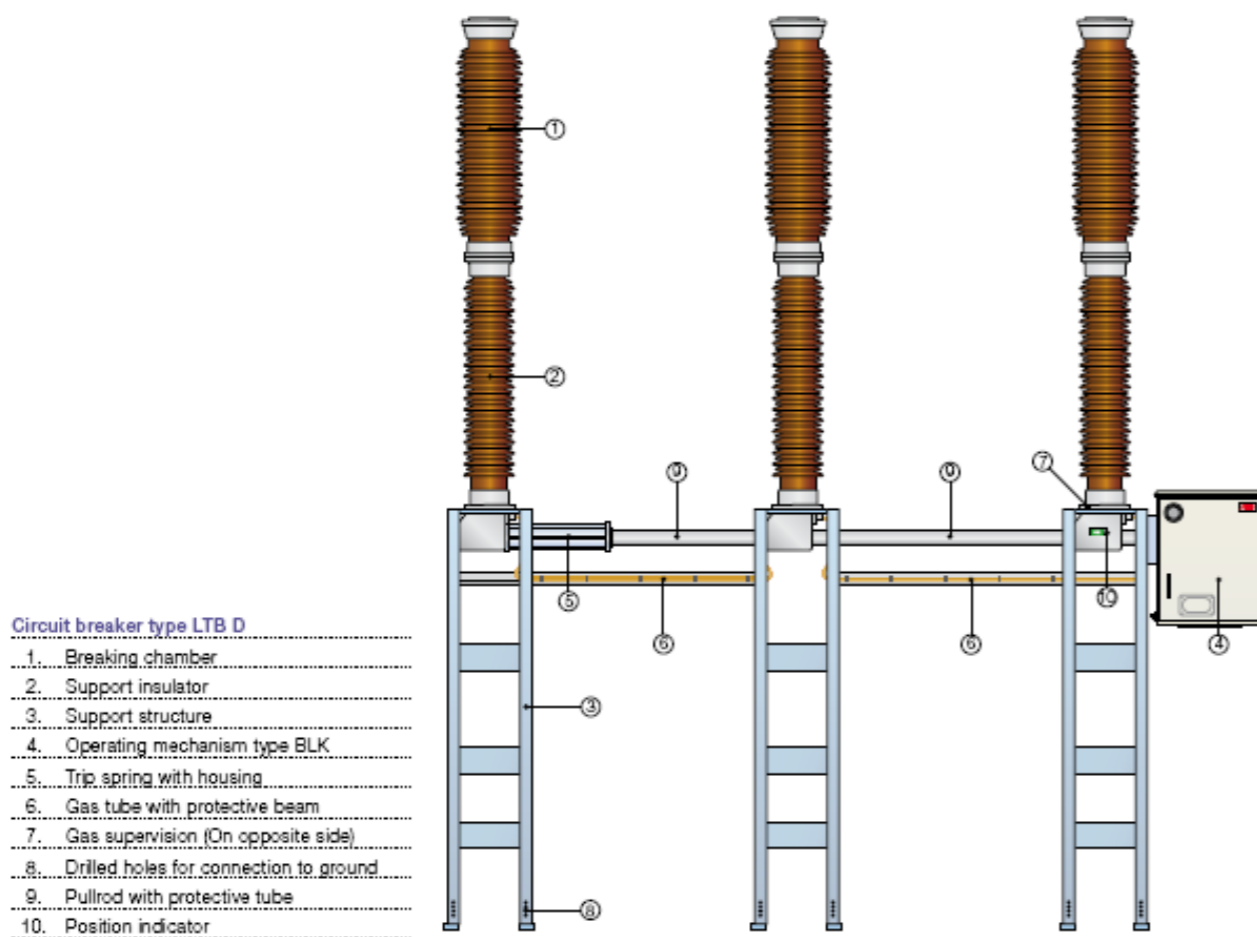
- Técnicas para extinção do arco: Provocar o alongamento do arco; reduzir sua temperatura; substituir o meio ionizado por um meio com rigidez dielétrica elevada (ar, óleo ou gás).

Componentes dos disjuntores

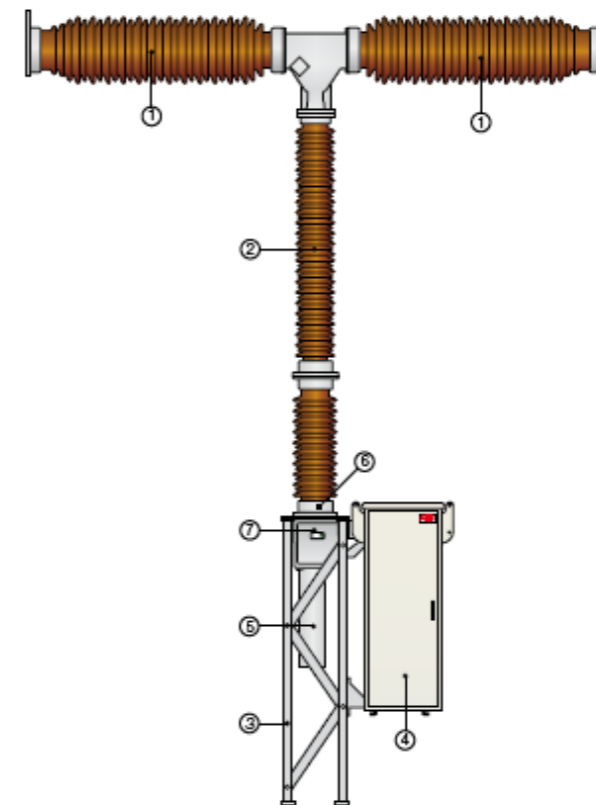
Os disjuntores são constituídos das seguintes partes:

- Partes condutoras de corrente
- Partes isoladoras
- Dispositivos de extinção do arco
- Mecanismo de acionamento
- Componentes auxiliares

•Componentes do disjuntor:



Disjuntor com 1 câmara de extinção



Disjuntor com 2 câmaras de extinção



Tipos de disjuntores

Quanto ao isolamento do corpo do disjuntor:

- Disjuntor de Tanque Morto:



- Disjuntor de Tanque Vivo:



Disjuntores de Tanque Morto



Disjuntor a SF₆
169 kV, 63 kA, 4 kA



Disjuntor a Grande volume de óleo

Tipos de disjuntores

Quanto ao processo de extinção do arco:

- **Disjuntor a óleo:**
 - Grande volume de óleo (GVO)
 - Pequeno volume de óleo (PVO)
- **Disjuntor a Ar Comprimido**
- **Disjuntor a SF₆** (hexafluoreto de enxofre)
- **Disjuntor a Vácuo**

Disjuntores a óleo

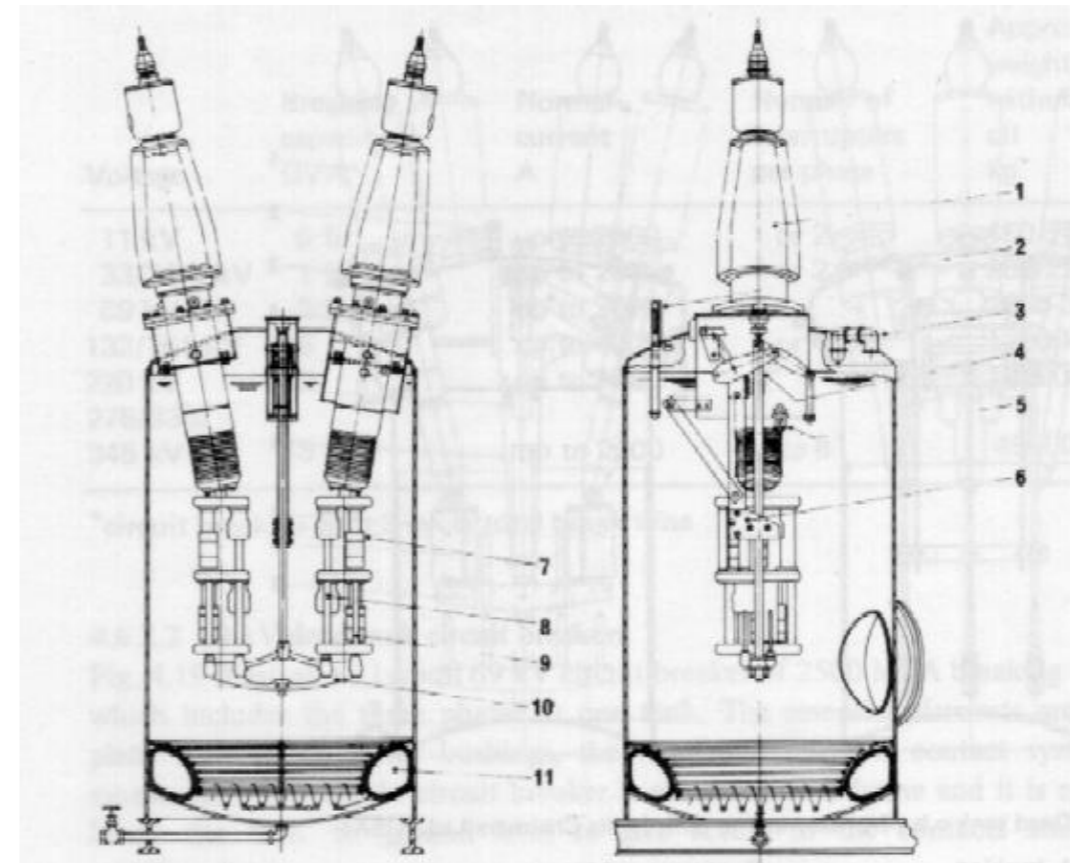
- O princípio de extinção do arco nos disjuntores a óleo é baseado na decomposição das moléculas de óleo devido à temperatura extremamente elevada produzida pelo arco. Essa decomposição resulta na liberação de gases (principalmente hidrogênio);
- O gás liberado desempenha duas funções:
 - Tem acentuado efeito refrigerante
 - Causa aumento na pressão em torno do arco, elevando o gradiente de tensão necessário à sua manutenção
- Os gases elevam-se para a superfície do óleo e, nessa trajetória, levam consigo o próprio arco, que se alonga e se resfria (a condutividade térmica do hidrogênio favorece esse resfriamento. Caso esses fenômenos sejam insuficientes para extinguir o arco, pode ocorrer a explosão do disjuntor.

Disjuntores a Grande Volume de Óleo

- No disjuntores de grande volume de óleo os contatos ficam no centro de um grande tanque contendo óleo mineral isolante, que é usado tanto para interrupção das correntes quanto para fornecer isolamento para a terra (disjuntor tanque morto).
- Os contatos de cada polo são instalados no interior de uma pequena câmara de extinção constituído de um tubo de fenolite altamente resistente. No interior da câmara, circundando os contatos, existe um sistema de celas anulares. Os contatos fixos são prateados em forma de tulipa e o móvel é constituído de um vergalhão de cobre com extremidade ovalada.
- A maior vantagem dos disjuntores de grande volume sobre os de pequeno volume é a possibilidade de utilização de TC de bucha. As desvantagens são a inflamabilidade do óleo e a manutenção necessária (troca e filtragem). Atualmente estão caindo em desuso.

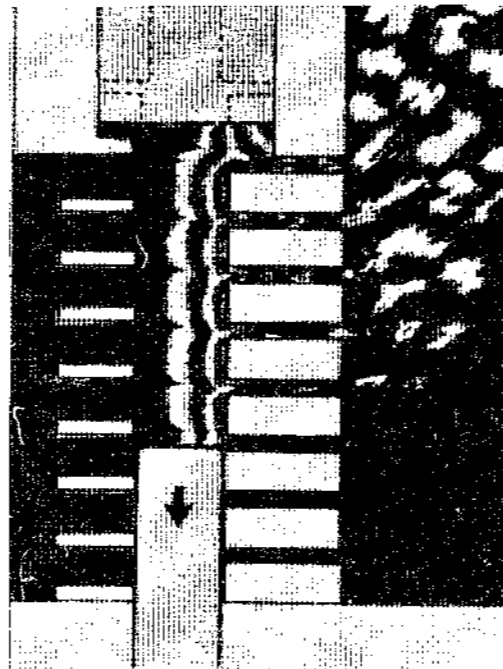
Disjuntores a óleo

- Disjuntores a grande volume de óleo:

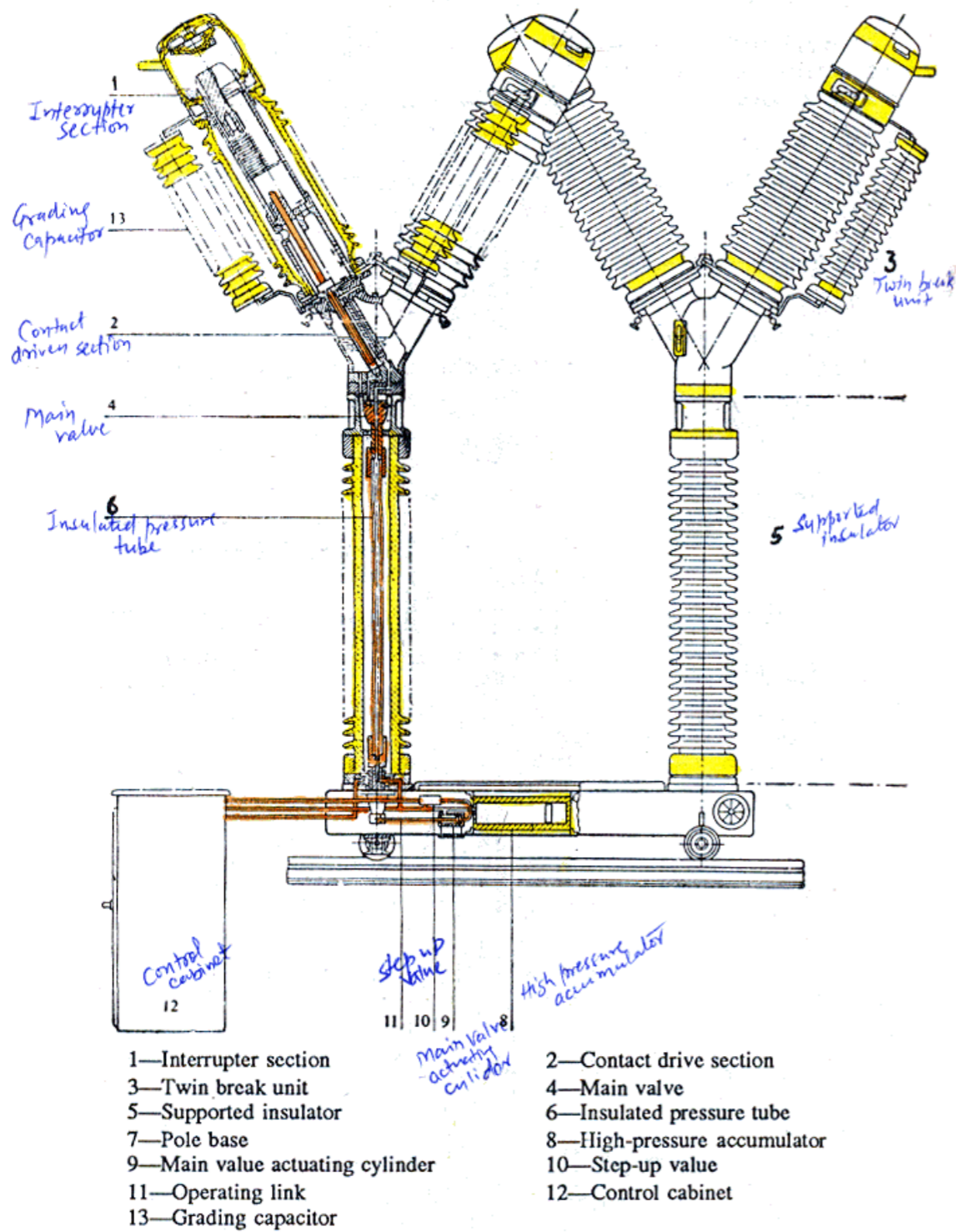


Disjuntores a Pequeno Volume de Óleo

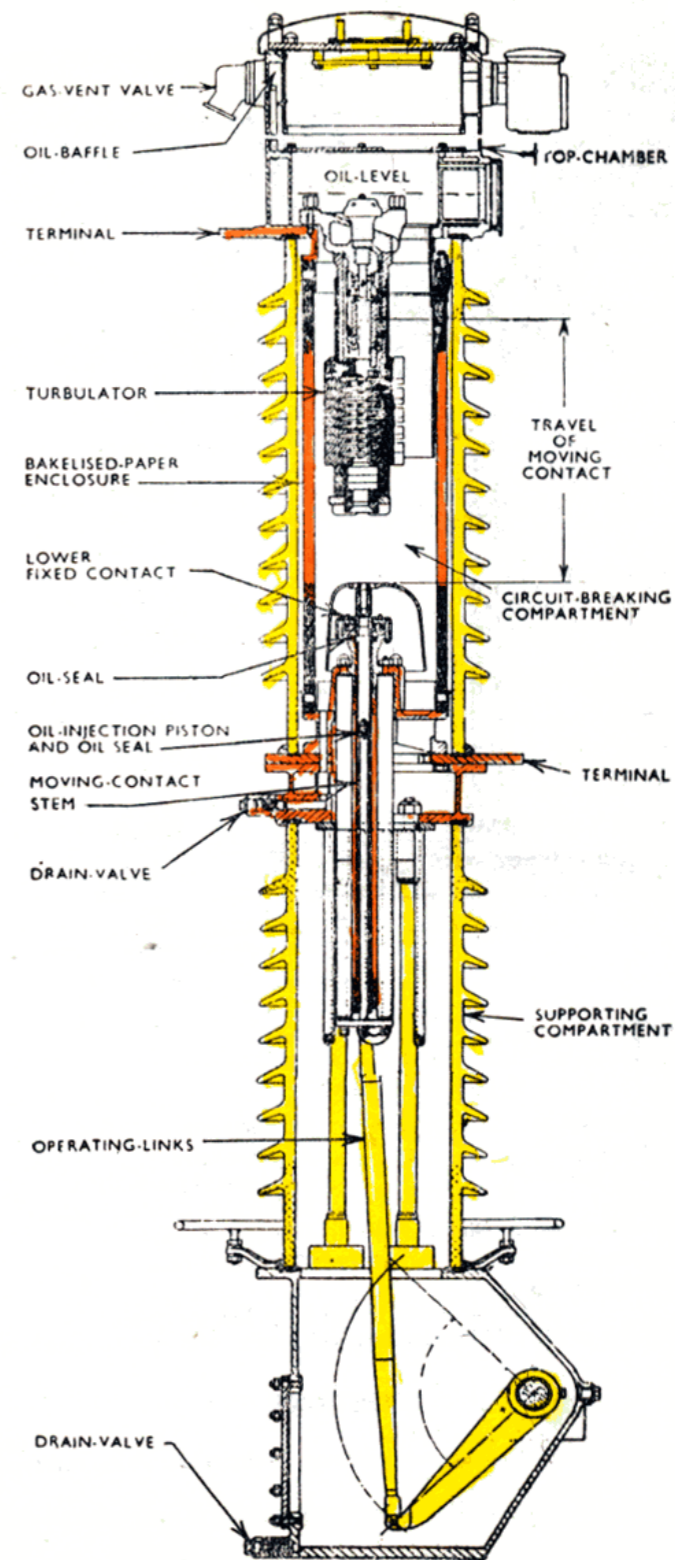
- No disjuntores de pequeno volume, o óleo serve principalmente para a extinção do arco e não necessariamente para a isolação entre partes vivas e a terra.
- Começaram a ser desenvolvidos nos anos 1930 (uso em alta tensão na década de 70) e logo passaram a utilizar câmeras de extinção tipo *cross blast* (sopro transversal):



- Em geral os PVO demandam baixa energia para acionamento, o que permite utilizar mecanismo de acionamento por mola.



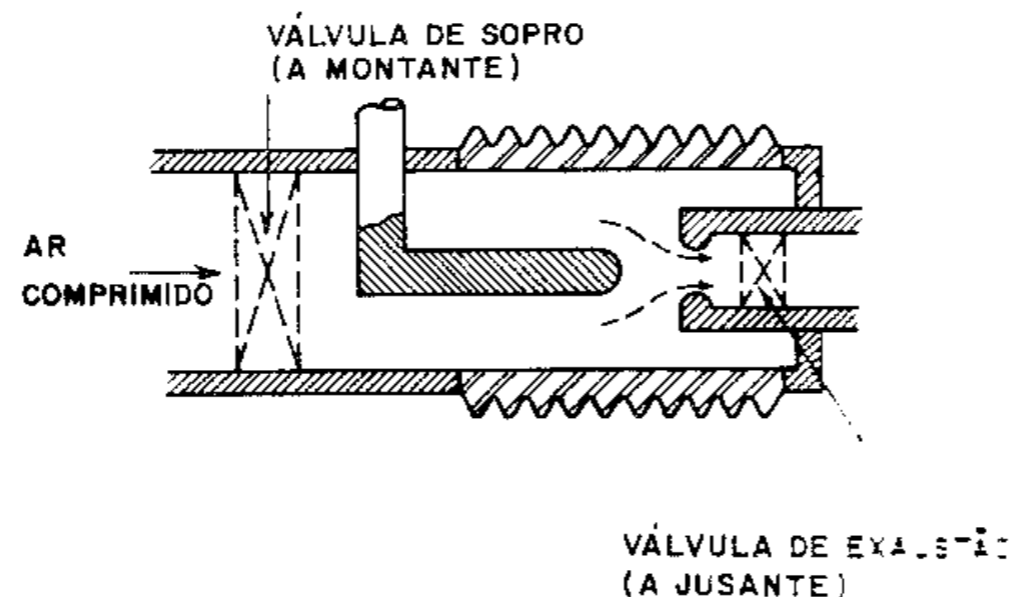
A pole of 245 kV Minimum oil circuit breaker with modular construction.



Cross-section of a 145 kV minimum oil circuit breaker pole

Disjuntores a Ar Comprimido

- Neste disjuntor a extinção do arco é obtida a partir da admissão nas câmaras de ar comprimido, armazenado em um reservatório pressurizado, que, soprando na região entre os contatos, causa o resfriamento e alongamento do arco além da substituição do meio ionizado.
- Nos tipos modernos, as câmaras são permanente pressurizadas com ar a 25/30 atm, enquanto nos reservatórios a pressão é de 150/200 atm. Para interrupção do arco abrem-se ao mesmo tempo as válvulas de sopro e de exaustão em cada câmara. Após um tempo pré-determinado as válvulas se fecham permanecendo o disjuntor com os contatos abertos e as câmaras na pressão de serviço :



Disjuntores a SF₆

- À pressão atmosférica o SF₆ possui rigidez dielétrica 2,5 vezes superior ao ar. Essa rigidez aumenta rapidamente com a pressão, equiparando-se à do óleo isolante à pressão de 2 atm.
- O SF₆ é um gás eletronegativo, possuindo, portanto, capacidade de captura de elétrons livres. Essa propriedade determina uma rápida remoção dos elétrons presentes no arco, aumentando, assim, a taxa de decréscimo da condutância do arco quando a corrente se aproxima do zero.
- Os disjuntores a SF₆ podem utilizar uma das seguintes técnicas:
 - a)- **dupla pressão:**
 - Semelhante aos disjuntores a ar comprimido, diferindo no fato do SF₆ não ser descarregado na atmosfera, mas sim em um recipiente de baixa pressão (3 atm). O gás a alta pressão (16 atm) era utilizado para interrupção do arco e o SF₆ a baixa pressão servia à manutenção do isolamento entre as partes energizadas e a terra. Após a interrupção, o gás era bombeado do reservatório de baixa pressão para o de alta pressão. Desvantagens: baixa confiabilidade dos compressores e tendência do SF₆ em alta pressão se liquefazer em temperaturas abaixo de 10° C.

b)- autocompressão (puffer):

- também chamados de *pressão única* porque o SF₆ permanece no disjuntor a uma pressão 3 a 6 atm, servindo ao isolamento entre as partes com potenciais diferentes. A pressão necessária à extinção do arco é produzida por um dispositivo tipo *puffer*, formado por um pistão e um cilindro, que comprime o gás na região dos contatos (2 a 6 vezes a pressão inicial). A energia necessária para esse acionamento é fornecida pelo próprio mecanismo de abertura do disjuntor.

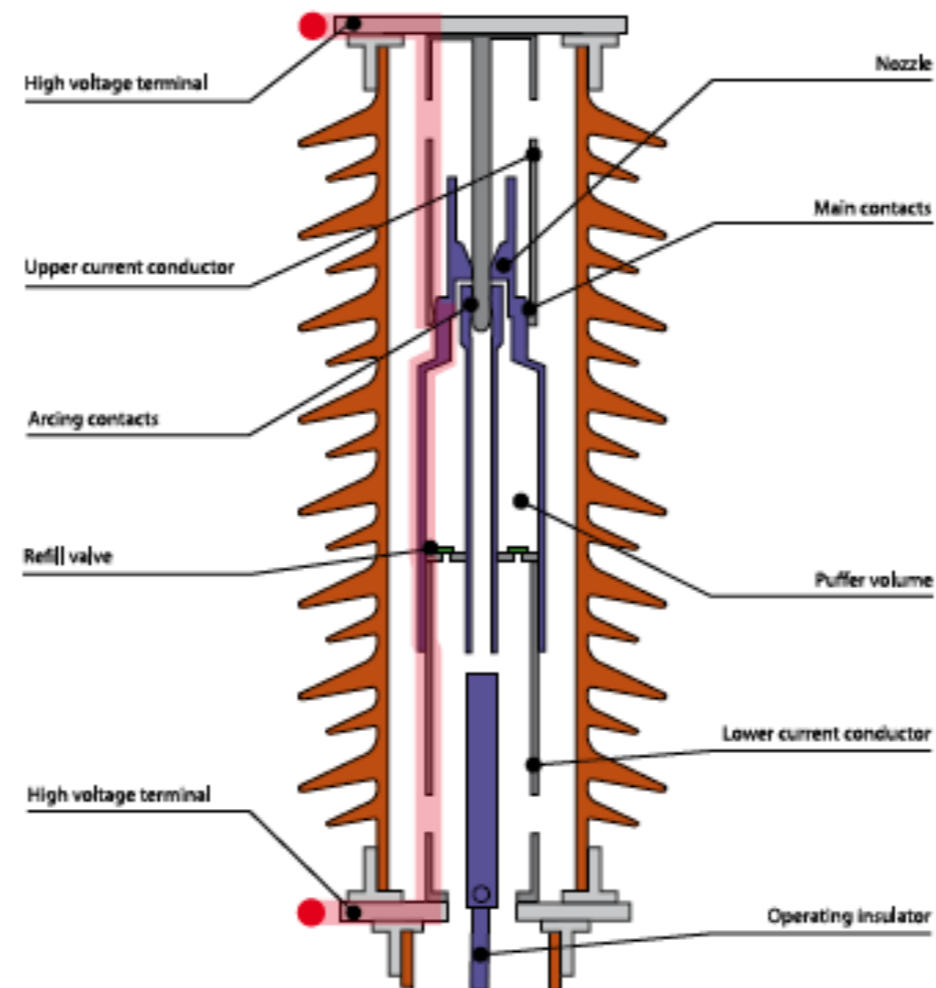
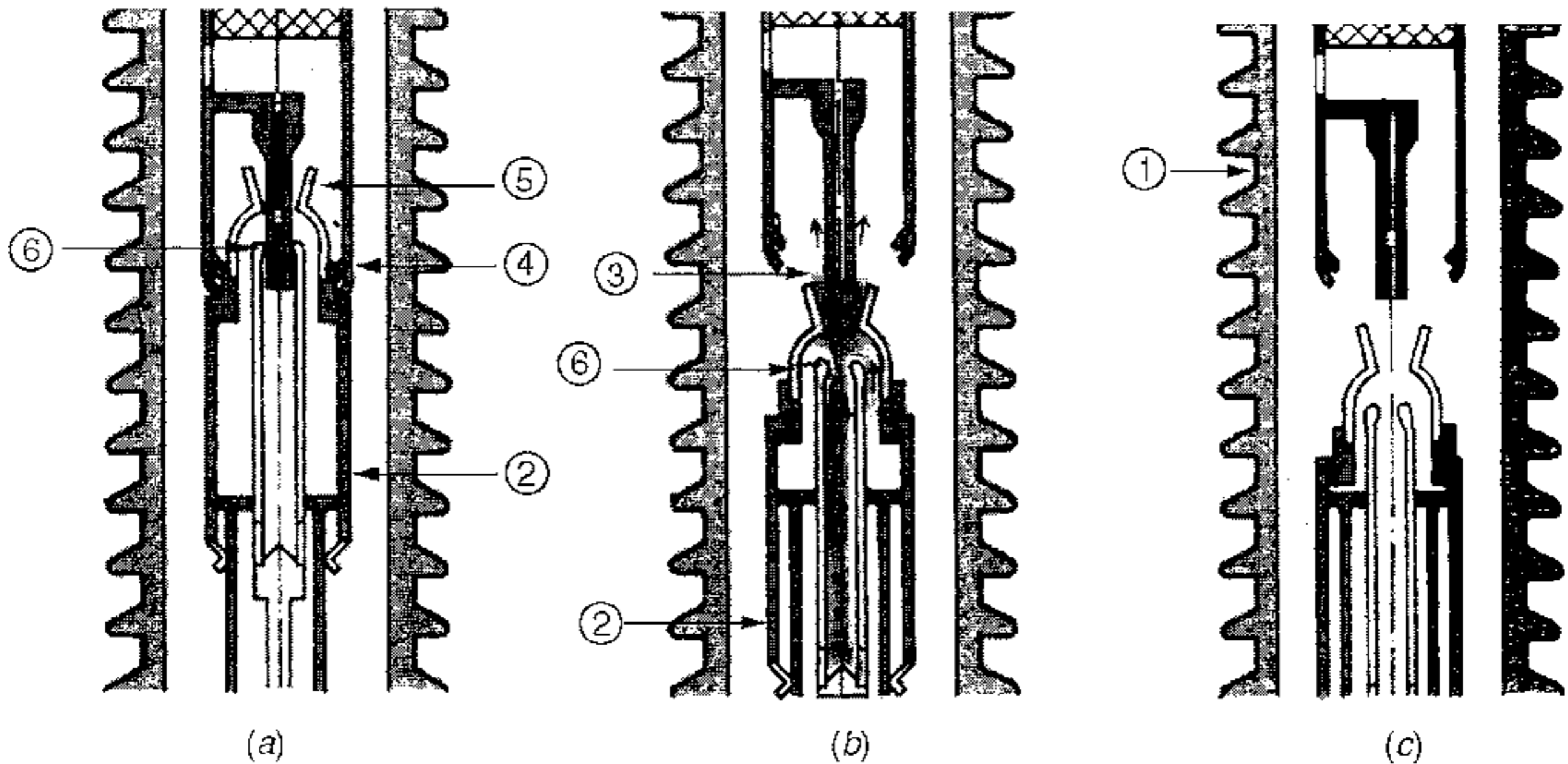


Figure 2.7.1 Main components of the puffer interrupter. Red color indicates the current path through the closed interrupter.

- Quando o disjuntor atua, o deslocamento do êmbolo, em cuja extremidade encontra-se o contato móvel, pressiona o SF₆ no interior do vaso, onde o gás é forçado a penetrar na região dos contatos, roubando calor e extinguindo o arco pelo aumento de pressão.



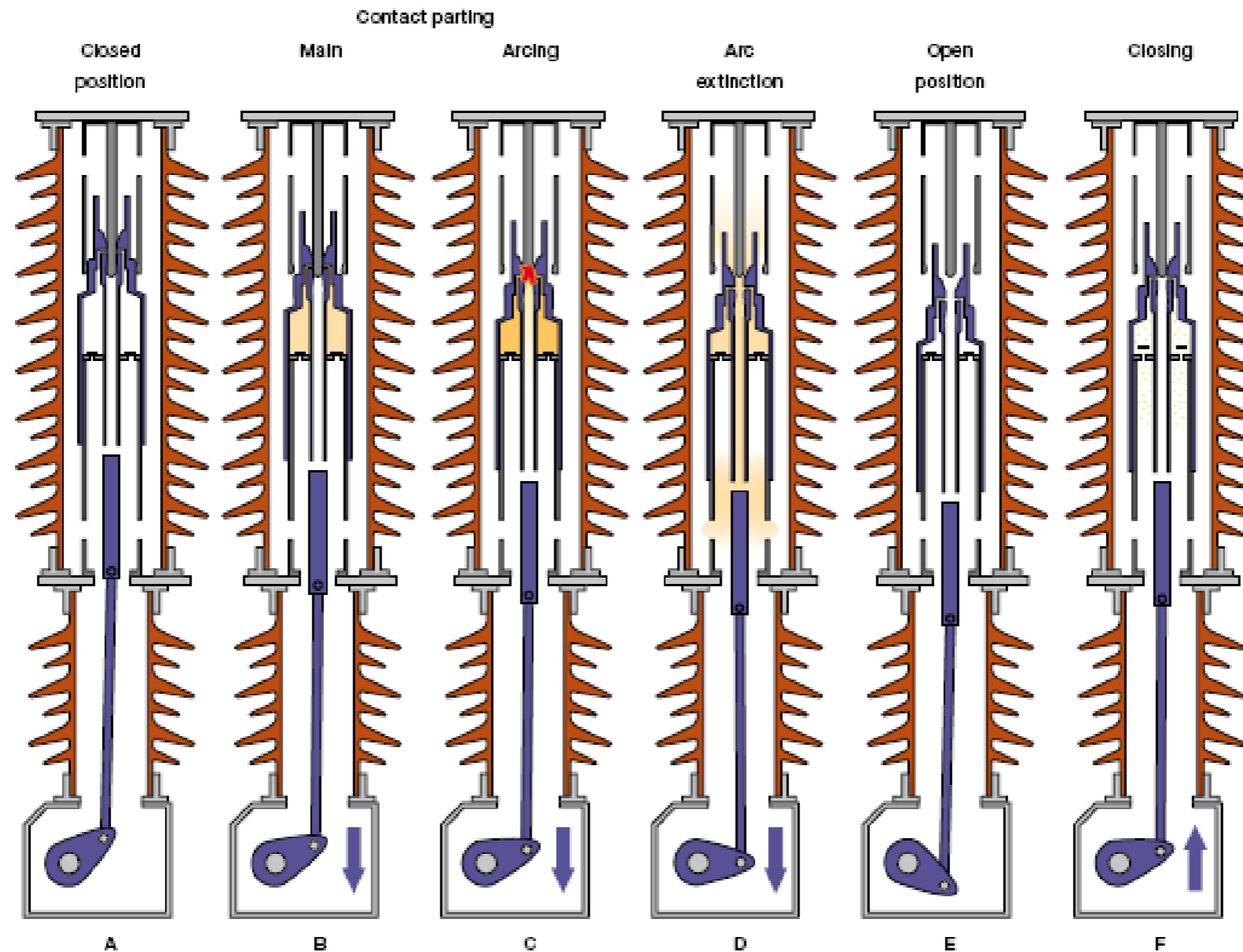


Figure 2.7.2 Function of a puffer interrupter:

A. Closed position. The current is conducted through the main contacts.

B. Separation of main contacts. The moving contacts have started to change position, the main contacts have parted. The current is commutated to the arcing contacts. Pressure is starting to build up in the puffer volume.

C. After separation of the arcing contacts an arc is established between them. Pressure in the puffer volume continues to increase.

D. Arc extinction. The current approaches zero and the cold gas from the puffer volume blasts up through the nozzle, cooling the arc and extinguishing it.

E. The contacts are now fully open; the motion has been damped and stopped by the operating mechanism.

F. During closing the contacts close and the puffer volume is refilled with cold gas, making it ready for the next opening operation.

- **Características dos disjuntores do tipo *autocompressão*:**

- São de projeto mais simples que os de *dupla pressão* e dispensam a instalação de aquecedores para impedir a liquefação do SF₆.
- A maior parte da pressão de sopro é criada com energia do mecanismo de acionamento do disjuntor. Devido a isto, este tipo de disjuntor requer mecanismo de acionamento de alta energia, o que obriga os fabricantes a utilizar mecanismo do tipo hidráulico ou pneumático.
- A experiência operacional tem mostrado que falhas do disjuntor devido a capacidade disruptiva insuficiente são raras. A maioria das falhas são de natureza mecânica, o que leva os fabricantes a direcionarem seus esforços no projeto de mecanismos de acionamento mais simples e confiáveis.
- Mecanismos de acionamento mais simples e mais confiáveis podem ser alcançados se a energia requerida pela câmara de extinção for reduzida.

c)- **Auto-sopro:**

- Esta solução representa um passo significativo na direção de reduzir a energia de acionamento necessária.
- A solução ideal seria deixar o arco fornecer a energia da pressão de sopro. Desta forma, o mecanismo de acionamento necessitaria fornecer somente a energia para o movimento dos contatos.
- Infelizmente, esta situação ideal não pode ser atingida em redes de alta tensão. Problemas iriam aparecer na interrupção de pequenas correntes, desde que existiria somente uma quantia limitada de energia disponível para criar a pressão de sopro.

- Como a pressão de sopro requerida para interrupção de baixas correntes é moderada, uma pequena pressão independente da corrente é suficiente. Já para correntes elevadas, a energia que produz a pressão de sopro é tomada do arco através do aquecimento do gás.

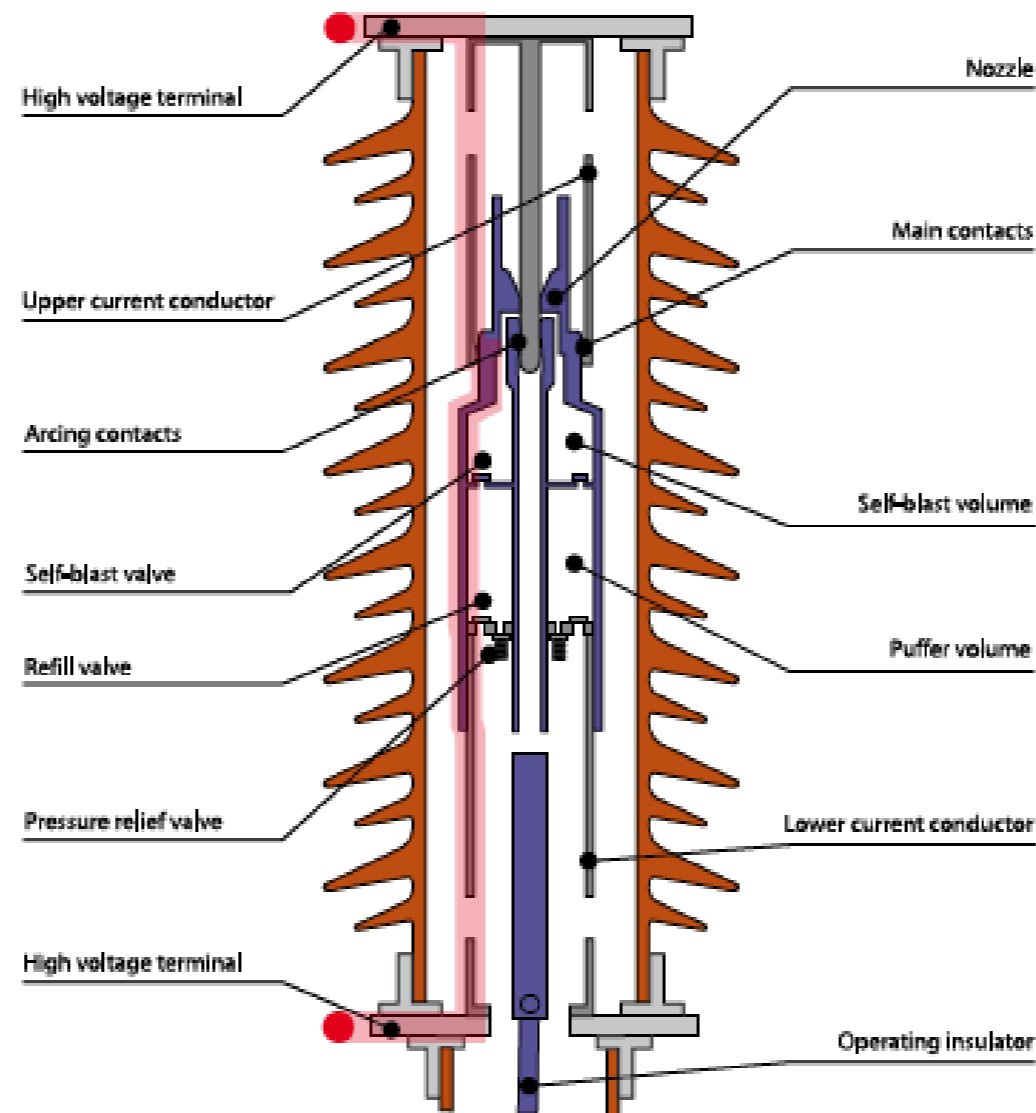


Figure 2.9.1 Main components of the self-blast interrupter. Red color indicates the current path through the closed interrupter.

- Nesta solução, a câmara de extinção é dividida em duas seções: seção de auto-sopro e seção puffer. As duas seções são separada pela válvula de auto-sopro.
- Quando são interrompidas correntes elevadas, a pressão na seção de auto-sopro gerada pelo arco irá ser tão alta que válvula irá fechar, evitando que o gás escape para a seção puffer. O gás pressurizado irá fluir através do bocal e extinguir o arco.
- Nas baixas correntes (poucos kA), o arco não tem energia suficiente para gerar uma pressão alta o bastante para fechar a válvula e a câmara irá funcionar como uma câmara puffer. Ela é limitada a um nível moderado por meio de uma válvula de sobrepressão, o que implica que a energia requerida do mecanismo de acionamento é limitada
- Comparado com um disjuntor auto-sopro (puffer) convencional, a energia requerida do mecanismo de acionamento pode ser reduzida a 50% ou menos, o que permite a utilização de mecanismo do tipo mola (mais simples e com menor manutenção).

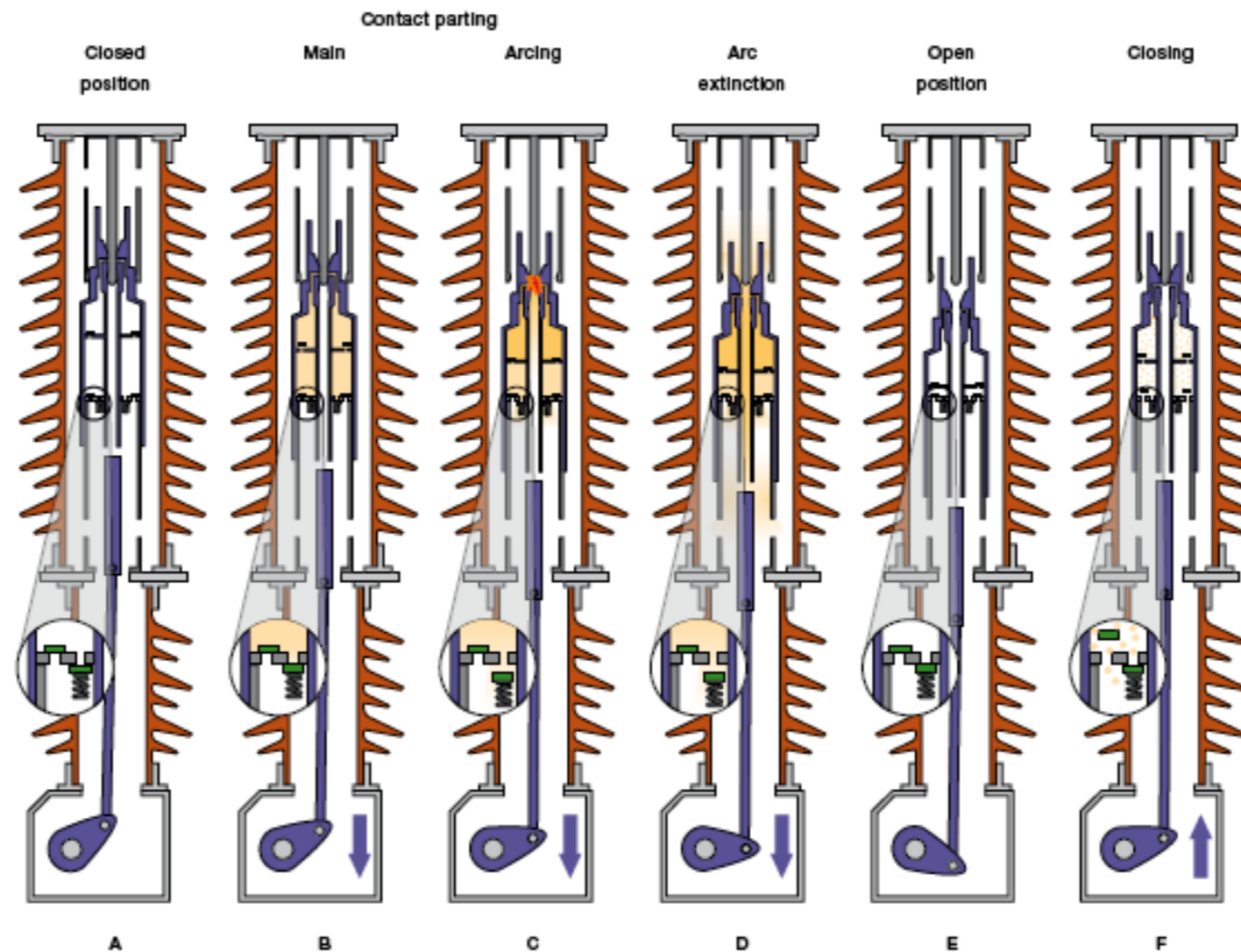


Figure 2.9.2 Self-blast SF₆ Interrupter with pre-compression. The figure shows high current interruption.

- A. Closed position. The current is conducted through the main contacts.
- B. Separation of main contacts. The moving contact has started to change position, the main contacts have parted. Pressure is starting to build up in the puffer and self-blast volumes. The current is commutated to the arcing contacts.
- C. After separation of the arcing contacts an arc is established between them. Heat from the arc generates pressure in the self-blast volume, the valve closes when the pressure is higher than in the puffer volume.*
- D. Arc extinction. The current approaches zero and the gas from the self-blast volume blasts up through the nozzle, cooling the arc and extinguishing it. Excessive pressure in the puffer volume is released through the pressure relief valve.
- E. The contacts are now fully open; the motion has been damped and stopped by the operating mechanism.
- F. During closing the contacts close and the puffer volume is refilled with cold gas, making it ready for the next opening operation.

* At low breaking current the pressure generated by the arc will not be sufficient to close the valve. The self-blast interrupter will then operate as a puffer interrupter.

Desenvolvimento histórico: exemplo de instalação para 420 kV

- **Ar comprimido:** necessitava de 10 câmeras de extinção em série
- **PVO:** 4 câmeras de extinção em série (introduzido na década de 70)
- **SF₆:** 1 câmara até 300 kV; 2 câmara até 550 kV



Air blast



Oil

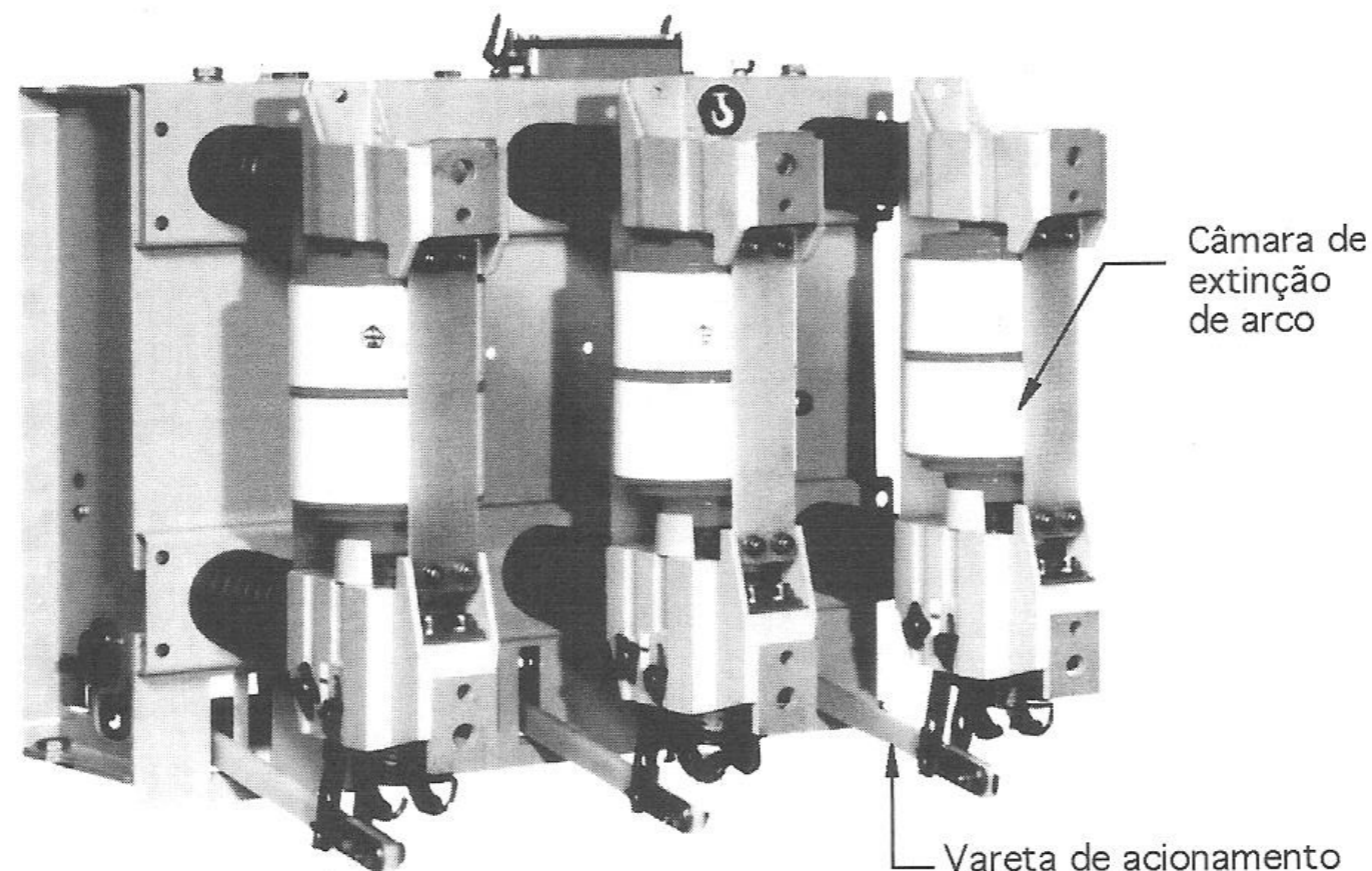


SF₆ gas

Figure 2.1 The historical development of ABB live tank circuit breakers

Disjuntores a Vácuo

- Utilizam câmara de vácuo como elemento de extinção do arco. A magnitude do vácuo no interior da câmara é da ordem de 10^{-8} atmosferas.
- Encontram aplicação em redes de média tensão onde a frequência de manobra é intensa.
- Devido ao vácuo, a distância entre os contatos pode ser de apenas 6 a 20 mm, o que explica as dimensões reduzidas desse equipamento.



Disjuntores

Mecanismo de Acionamento

- O principal requisito do sistema de acionamento é abrir e fechar os contatos do disjuntor dentro de um tempo especificado. Para tanto, o mecanismo deve realizar as seguintes funções consecutivamente:
 - Carregamento e armazenagem da energia necessária para o acionamento
 - Liberação da energia para o mecanismo de acionamento
 - Transmissão da energia
 - Operação dos contatos
- Adicionalmente, o mecanismo de acionamento deverá fornecer interface para o Sistema de Automação da Subestação.

Mecanismo de acionamento:

- Um requisito comum para os disjuntores é operar com uma entre 2 sequencias:
 - a) O – 0.3s – CO (sem fornecimento de energia externa para o mecanismo)
 - b) O – 0.3s – CO – 3min - CO

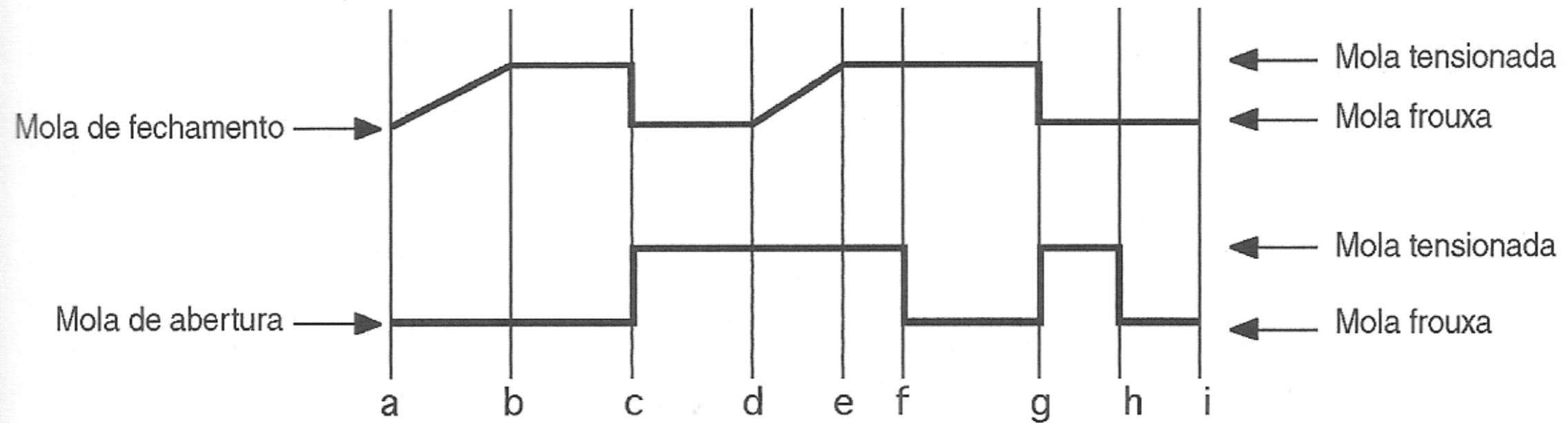
- Obs:

- a)- o intervalo de 0,3 s no religamento automático é necessário para restabelecimento da rigidez dielétrica do ar após uma falta transitória;
- b)- o tempo de 3 min é para o mecanismo restaurar a energia. Para disjuntores que não necessitam esse tempo, a IEC especifica os valores de 15 s ou 1 min

Mecanismo de acionamento por Mola

- É o mecanismo mais comum no acionamento de disjuntores (óleo, SF₆) por apresentar grande simplicidade e custos reduzidos.
- A energia para abertura e fechamento é armazenada em molas. Quando o sistema de controle do mecanismo recebe um comando de abertura ou fechamento a energia armazenada nas molas é liberada e transmitida através de um sistema de alavancas e roldanas, movendo os contatos para a posição aberto ou fechado.
- A mola de fechamento possui duas funções: fechar os contatos e, ao mesmo tempo, carregar a mola de abertura. Dessa forma, o disjuntor fica com os contatos fechados e pronto para receber um comando de trip.
- Após o ciclo O – 0,3s – CO, a mola de fechamento é recarregada por um motor elétrico, um procedimento que toma de 10 a 20 seg. Após isto, o disjuntor estará pronto para outro ciclo.

Mecanismo de acionamento por Mola

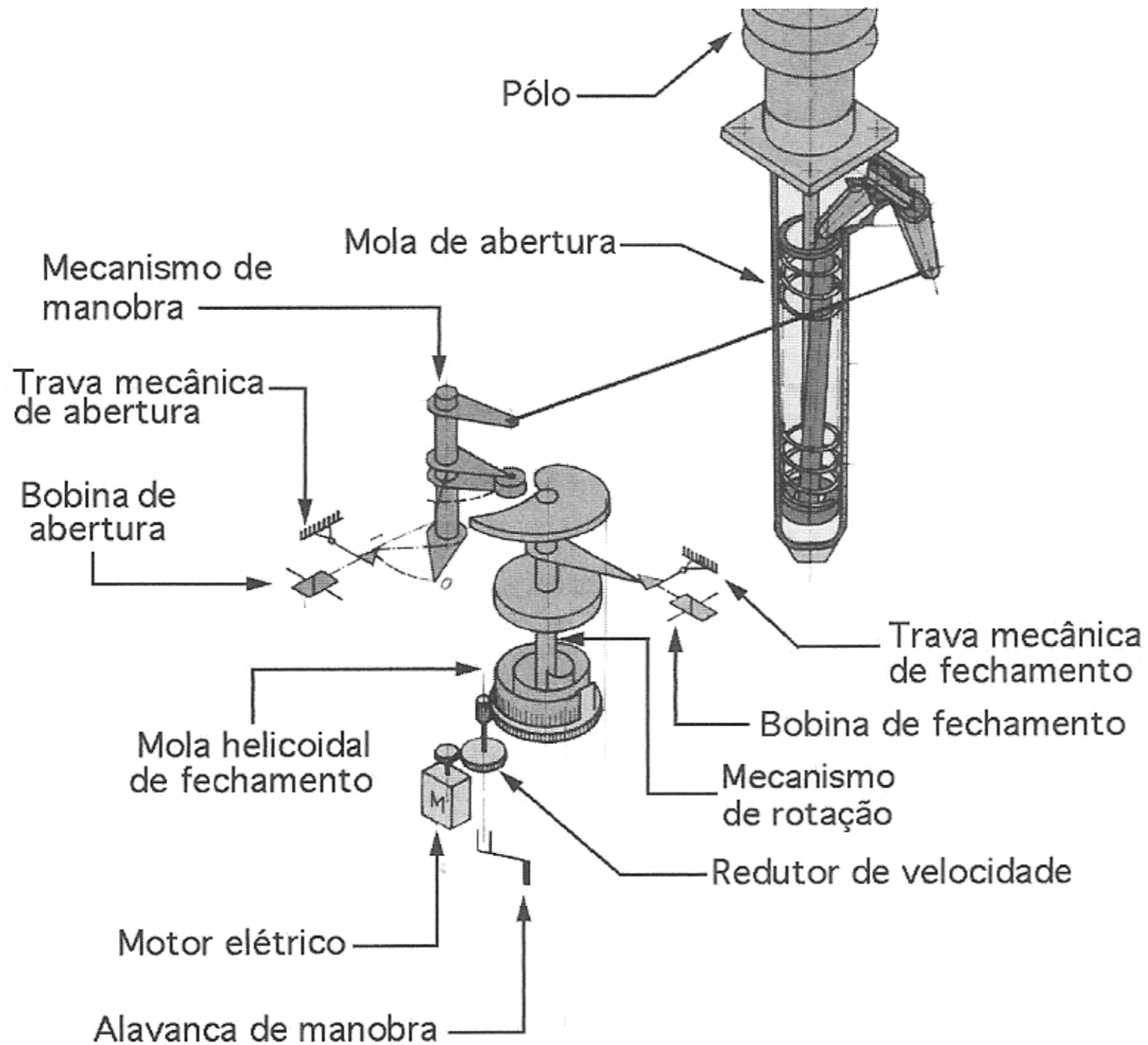


a - Disjuntor desligado: início do carregamento da mola de fechamento. b - Disjuntor desligado: predisposto ao fechamento. c - Disjuntor ligado: início do carregamento da mola de fechamento, d - Disjuntor ligado: execução do carregamento da mola de abertura. h - Disjuntor desligado: predisposto ao carregamento da mola de fechamento. i - início de um novo ciclo.

Principais componentes do mecanismo de acionamento

- Mola de Fechamento (helicoidal ou espiral)
- Mola de Abertura
- Motor de acionamento: motor universal de cerca de $\frac{1}{4}$ cv (opera em sobrecarga durante o carregamento da mola) e tensão de alimentação CC(24 a 125 Vcc) ou CA (110/220 Vac)
- Bobina de fechamento
- Bobina de abertura (pode ser duplicada por razões de confiabilidade)
- Alavanca de manobra: para carregamento manual da mola de fechamento
- Chaves de comando: local/remoto; abre/fecha
- IHM local: indicador de posição; indicador de tensão da mola; contador de numero de operações
- Circuito elétrico de comando

Mecanismo de acionamento por Mola



•Mecanismo ABB – tipo BLG

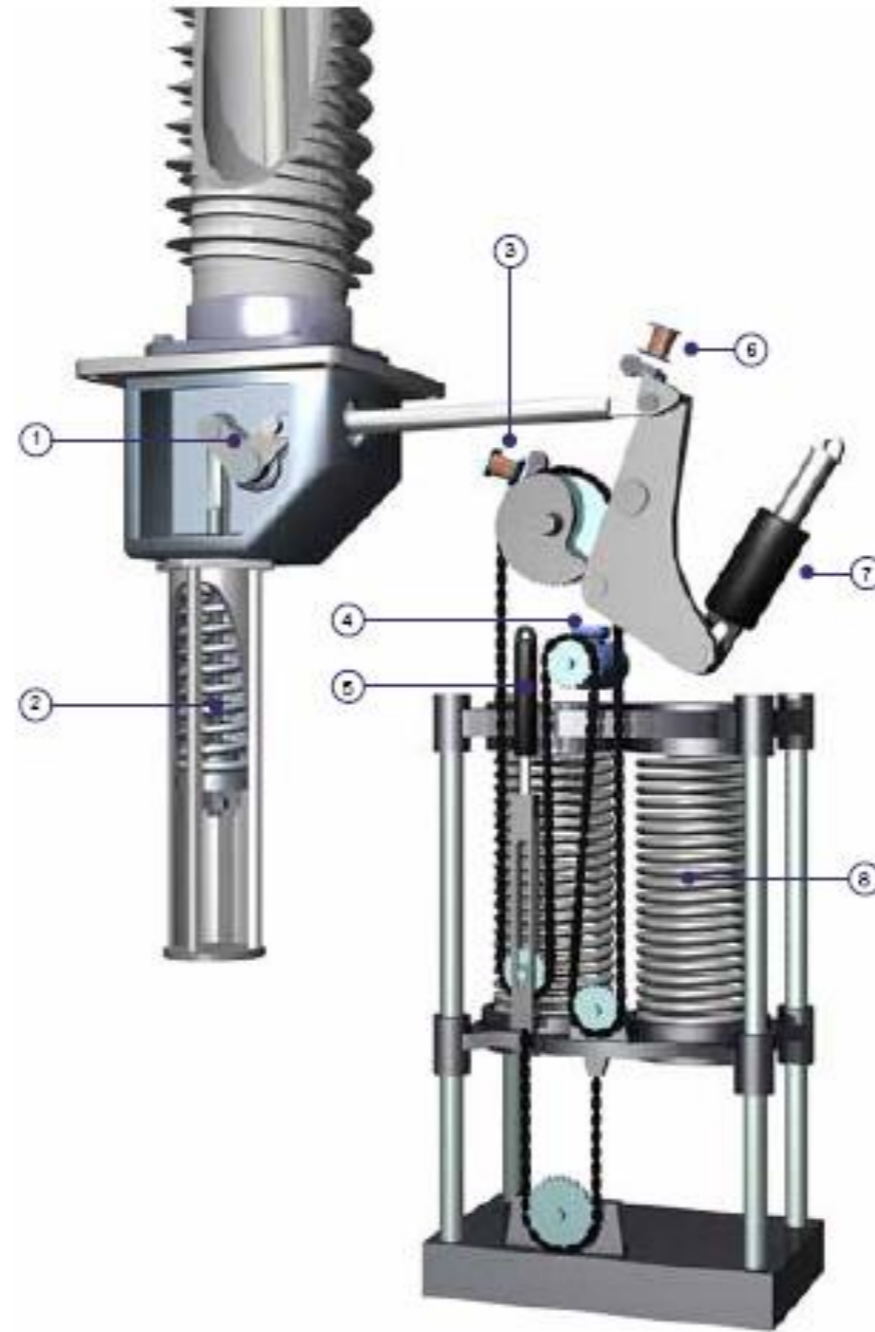
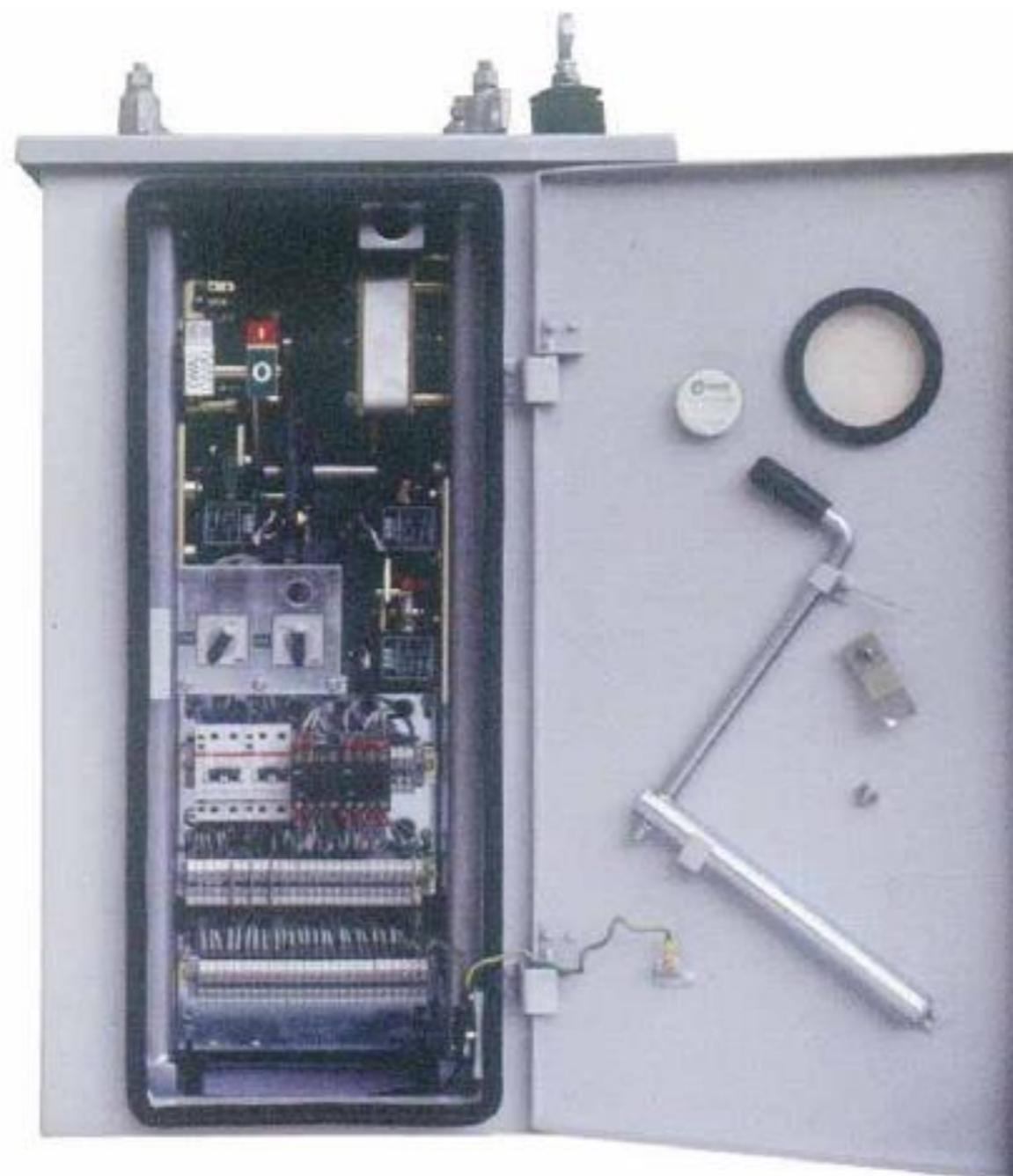


Figure 2.12 Spring operating mechanism with helical wound springs.
Trip and close springs in charged position. ABB type BLG.

1. Link gear	5. Closing damper
2. Trip spring	6. Tripping latch with coil
3. Closing latch with coil	7. Opening damper
4. Motor	8. Close springs

- Mecanismo ABB – tipo FSA1



•Mecanismo ABB – tipo FSA1

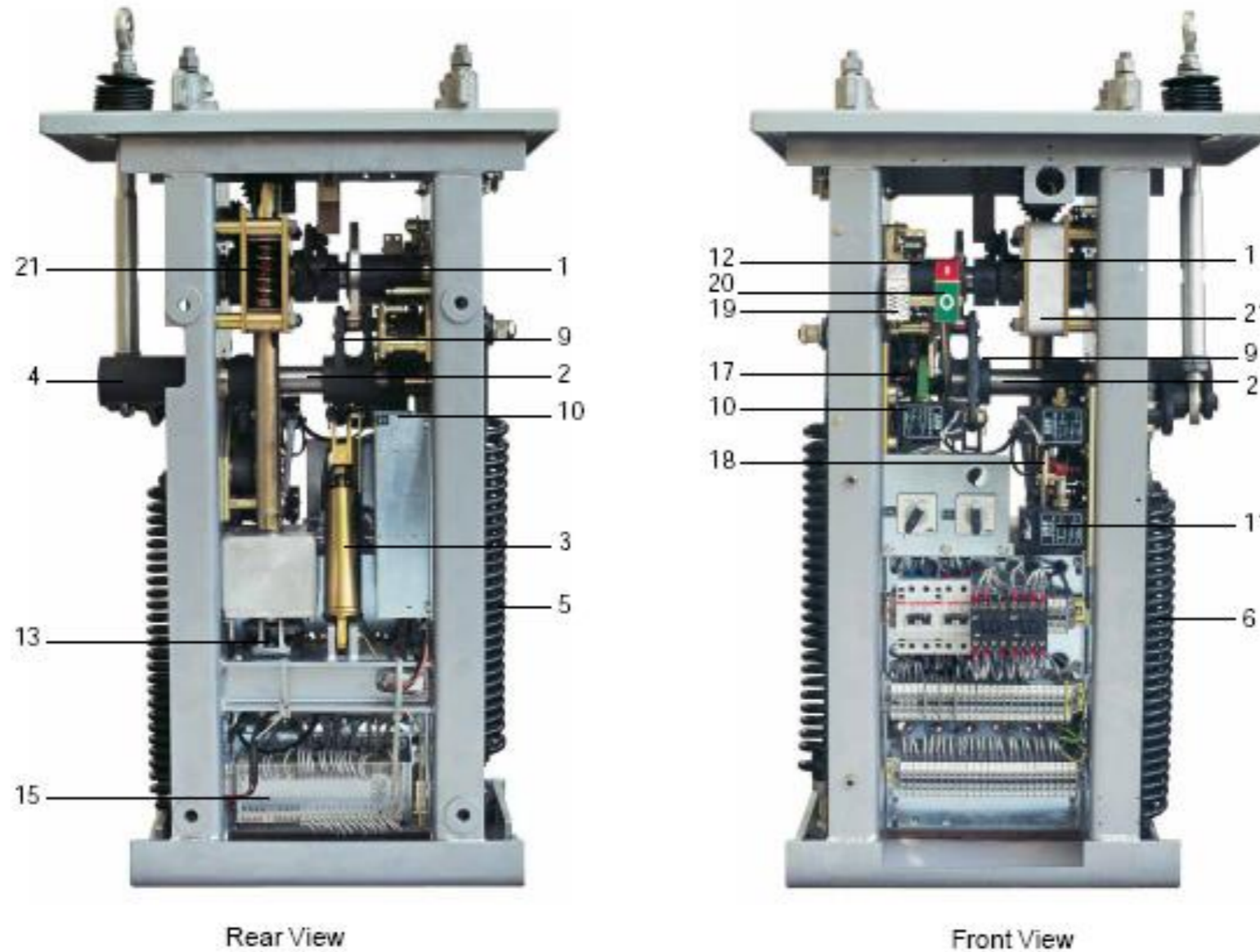


Fig. 1
Design and internal view of the spring operating mechanism FSA 1.

References to Figures 1 and 2

1	Main shaft	7	C locking latch	13	Motor	18	O manual operation
2	Switching shaft	8	O locking latch	14	Hand crank (for manual operation)	19	Spring tension indicator for the CO spring
3	Hydraulic damper	9	C transfer lever	15	Auxiliary contacts	20	Position indicator
4	Discharge lever	10	C release coil	16	Motor limit switch	21	Worm gear drive
5	Closing spring	11	O trip coil				
6	Opening spring	12	Breaker operations counter				

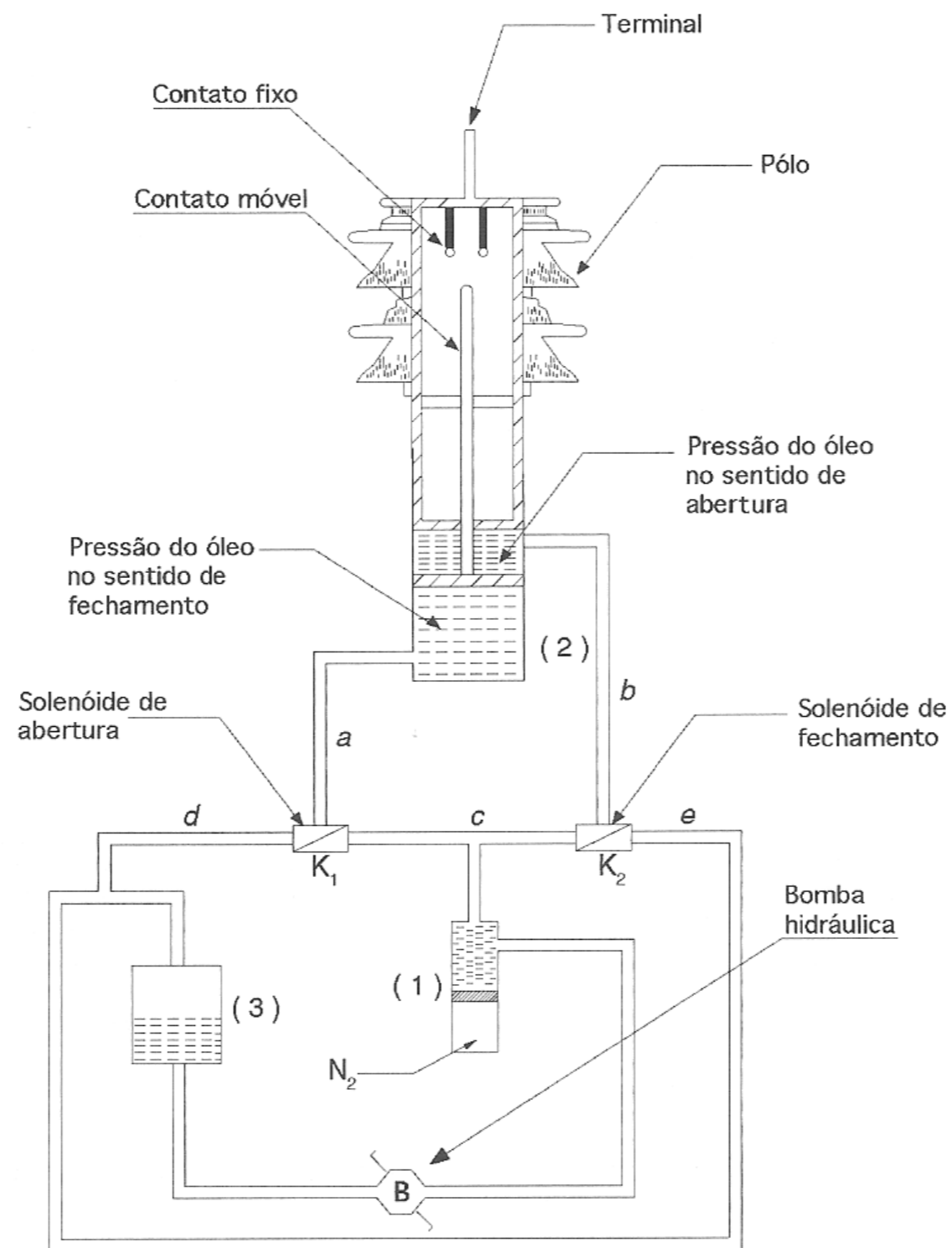
Mecanismo de acionamento Pneumático

- Este mecanismo utiliza usa ar comprimido como energia armazenada e cilindros pneumáticos para operação dos contatos.
- Válvulas solenóide controlam a admissão de ar comprimido nos cilindros de atuação para fechamento e abertura dos contatos.
- Este mecanismo é empregado praticamente só nos disjuntores que utilizam ar comprimido como meio de extinção do arco.
- Devido à alta pressão de operação, sempre existe o risco de vazamento do ar. Existe também o risco de corrosão devido a umidade existente no ar comprimido.
- Por essas razões, o uso do de mecanismos de acionamento pneumático está diminuindo.

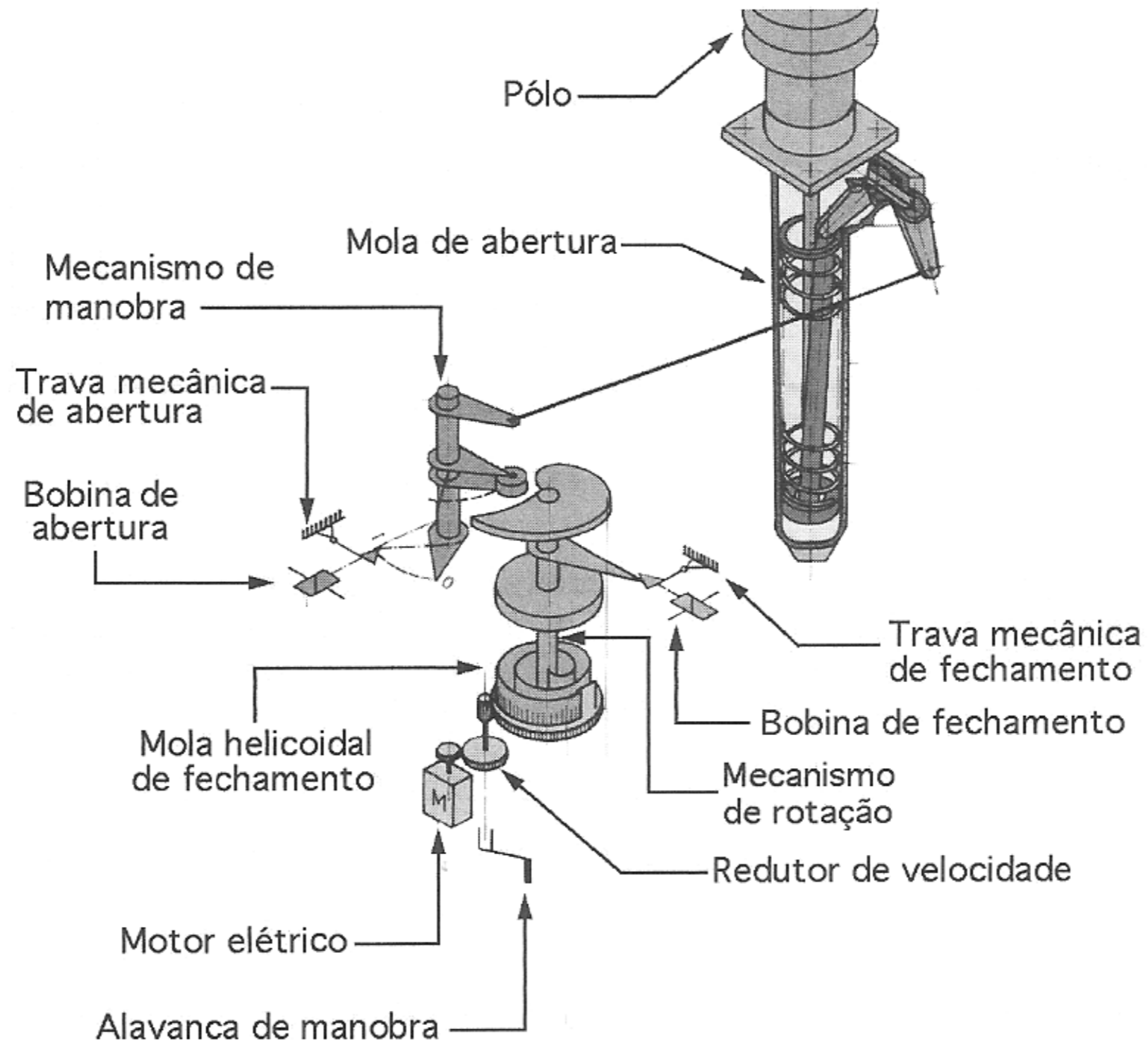
Mecanismo de acionamento Hidráulico

- O mecanismo hidráulico utiliza um cilindro com um pistão diferencial. O óleo é pressurizado por uma almofada de gás (N_2) em um vaso acumulador (1). A pressurização é fornecida por uma bomba hidráulica (B) que chega a imprimir uma pressão de 200 atm.
- As operações de abertura e fechamento são feitas controlando-se adequadamente os solenoides K1 e K2, como indicado a seguir:
 - Operação de Abertura:
 - K1 permite a circulação do óleo entre dutos *a* e *d*
 - K2 permite a circulação do óleo entre dutos *b* e *c*
 - Operação de Fechamento:
 - K1 permite a circulação do óleo entre dutos *a* e *c*
 - K2 permite a circulação do óleo entre dutos *b* e *e*
- Até recentemente vários fabricantes usavam mecanismos hidráulicos para seus disjuntores a SF6. Com o desenvolvimento dos disjuntores de auto-sopro, os requisitos de energia elevada para acionamento foram reduzidos e este tipo de mecanismo está perdendo mercado para os mecanismos de acionamento por mola.

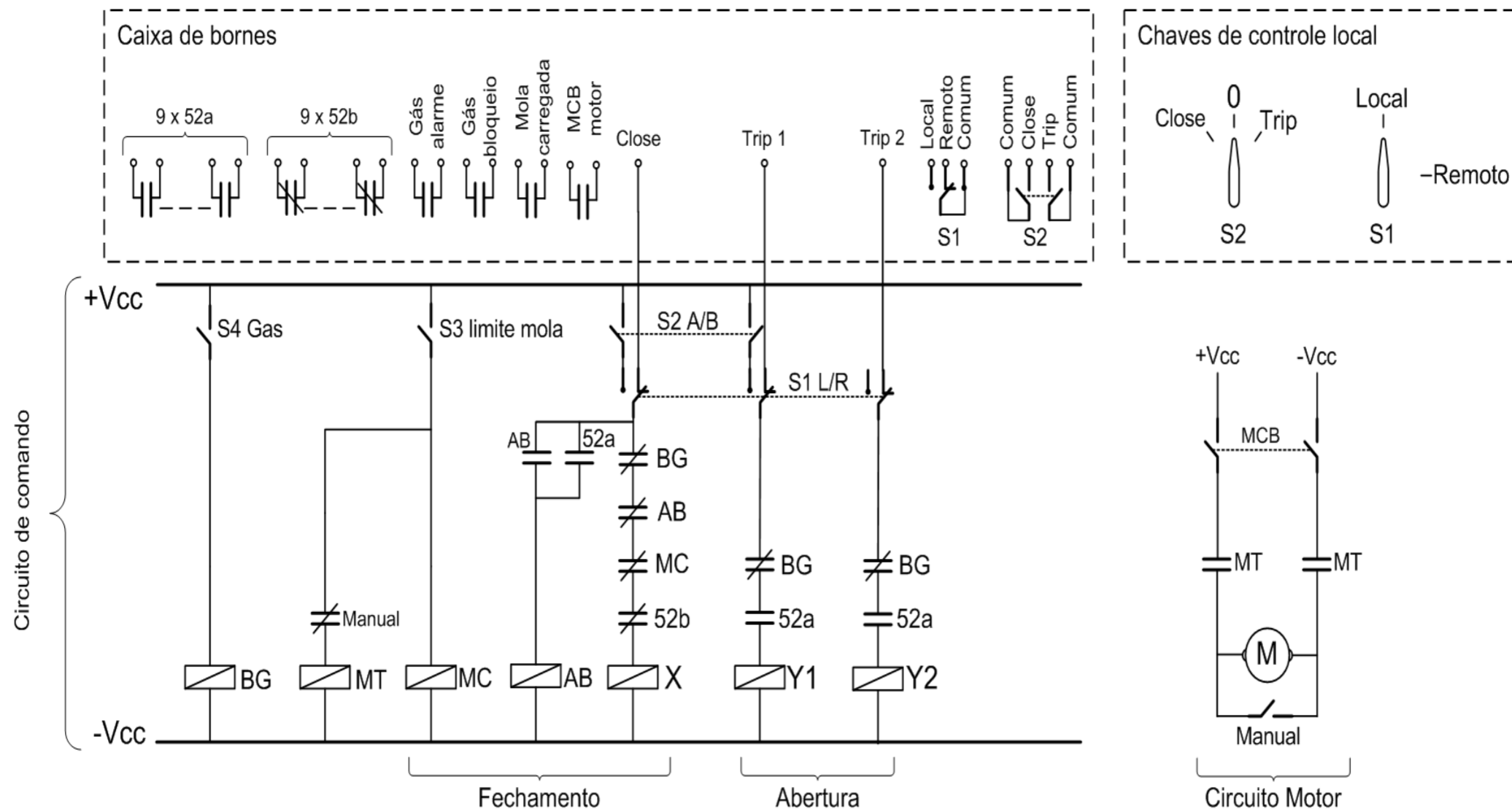
Mecanismo de acionamento Hidráulico



Mecanismo de Acionamento por Mola



Circuito de Controle do disjuntor SF₆ e acionamento por mola



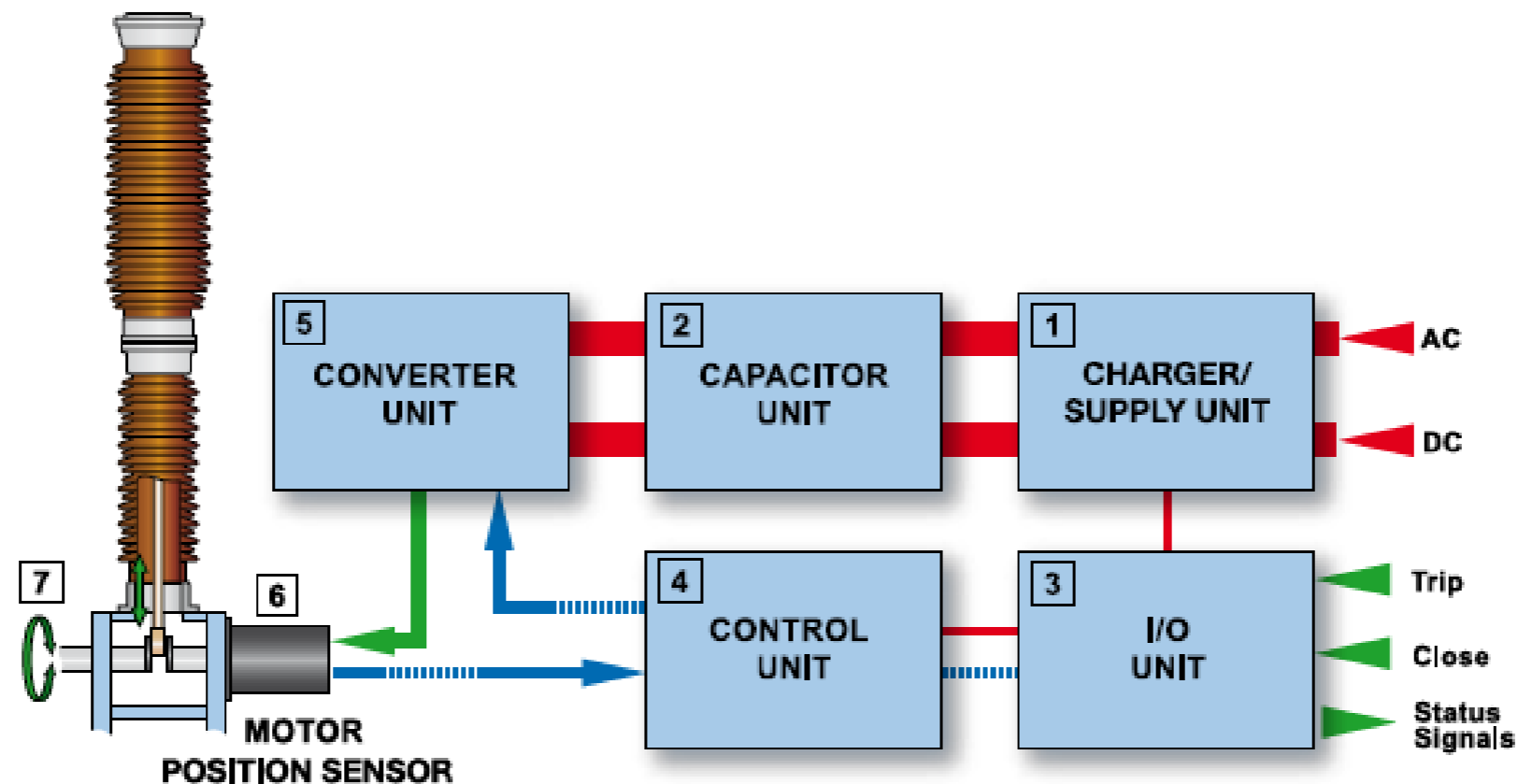
Bobinas:

X: bobina de fechamento do disjuntor
Y1, Y2: bobina de abertura do disjuntor
AB: relé de Anti-Bombeamento
BG: relé Baixa densidade do Gás
MC: relé de Mola Carregada
MT: relé de acionamento do Motor mola fech.

Chaves e contatos:

S1: chave Local/Remoto
S2: chave Abre/Fecha disjuntor
S3: chave limite da mola de fechamento
S4: chave densidade muito baixa do gás
Manual: carregamento manual da mola fech
MCB: Micro Circuit Breaker motor

Sistema de acionamento por servomotor com controle digitalizado



[1] Unidade de alimentação (AC/DC);

[2] Capacitor de armazenagem de energia: operações somente permitidas quando suficiente energia encontra-se disponível. Capacidade para ciclos: O-0,3 s-CO ou CO-15s-CO;

[3] unidade que recebe comandos e fornece sinalização para o SAS

[4] unidade que gera e envia os comandos para executar a curva de deslocamento programada para o disjuntor;

[5] a partir da energia armazenada em [2], a unidade [5] gera a tensão e corrente AC, controladas digital, para o motor realizar o movimento requerido.

Disjuntores

Mecanismo de Acionamento por Servomotor

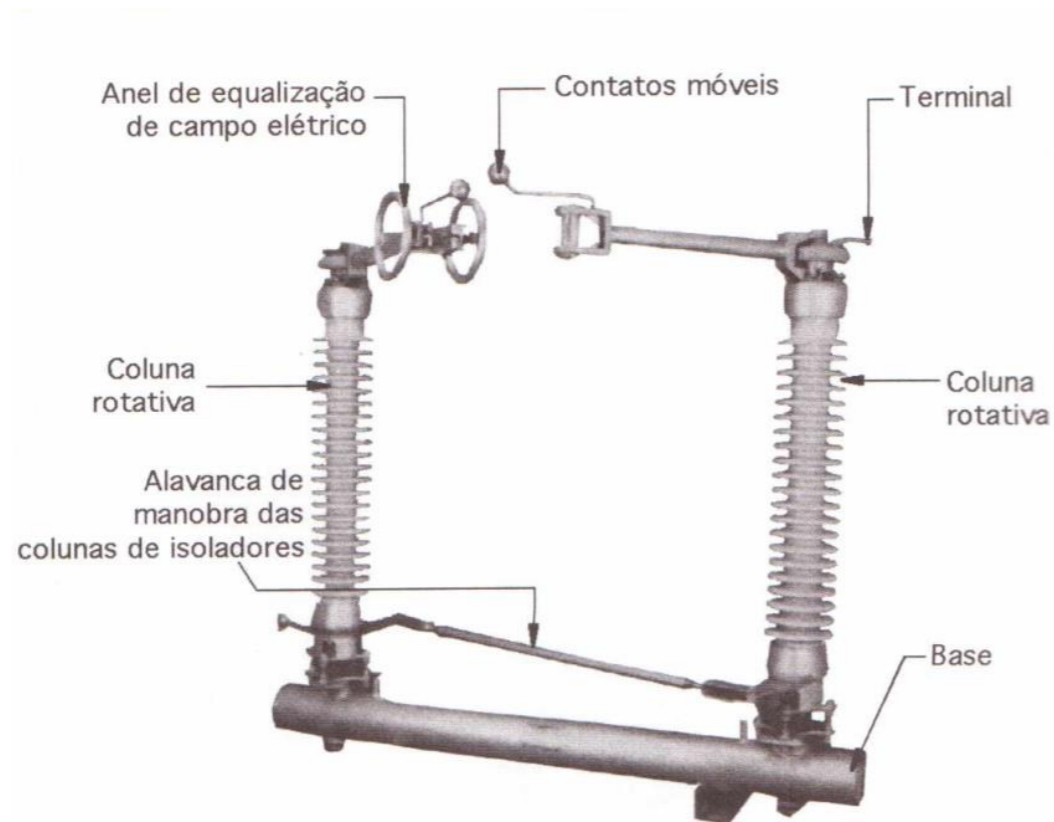


Mecanismo de acionamento muito interessante do ponto de vista da automação, dado que permitirá facilmente o comando, monitoramento e supervisão do disjuntor através da rede de comunicação, possibilitando a eliminação de toda a fiação de comando/controle.

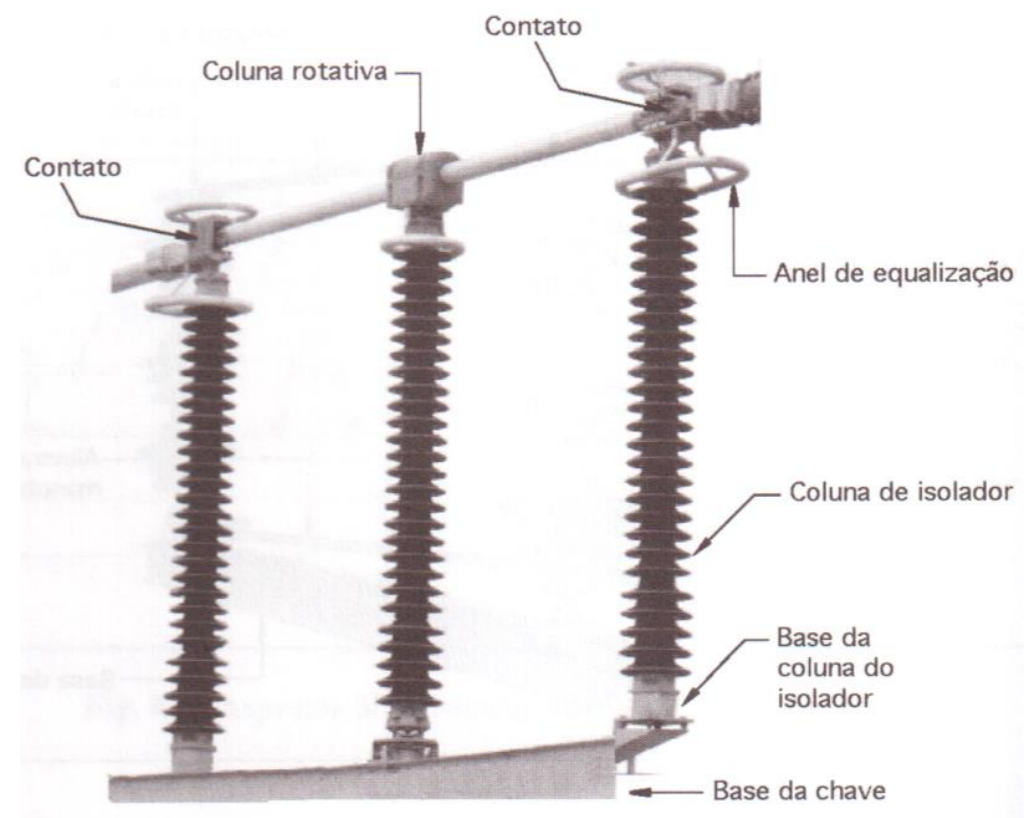
Chaves Seccionadoras

Chaves Seccionadoras

Monitoramento e controle mínimo



abertura central 230 kV



dupla abertura lateral 500 kV

Monitoramento: contatos aberto/fechado

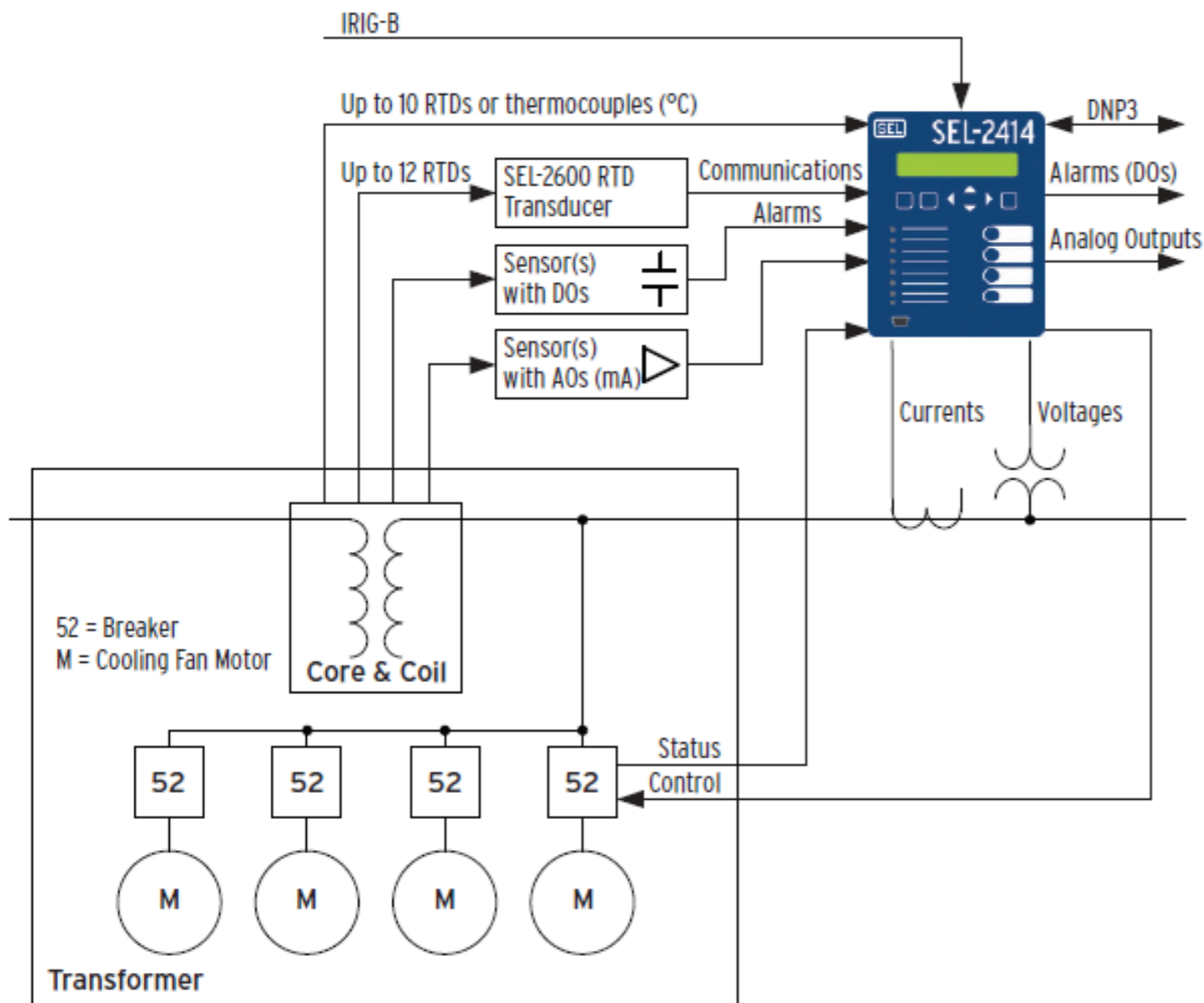
Comandos: abrir/fechar



Transformadores de Potência

Transformadores:

Monitoramento e controle



- Entradas digitais/analógicas:
 - Temperaturas (RTD, termopar): ambiente, óleo, ponto quente
 - nível do óleo (tanque/conservador/OLTC)
 - Alívio de pressão do gás
 - Alarmes ventilação/bombas
 - Acumulação gás
 - Pressão súbita
 - Fluxo de óleo (1,2) } Buchholz
- Monitoramento e controle:
 - Controle da ventilação
 - Modelo térmico (perda de vida)
 - alarmes

Transformadores:

Relé Buchholz

- O relé Buchholz detecta eventos internos ao transformador, monitorando grandezas não elétricas. Ele é instalado entre o tanque de óleo e o conservador (vaso de expansão parcialmente preenchido com o óleo isolante, o qual permite ao tanque principal permanecer cheio, independente da expansão ou contração do fluido devido às variações da temperatura).
- Exemplos de eventos detectáveis:
 - acumulação de gases dentro do transformador, o que pode indicar faltas incipientes, tais como, descargas parciais, laminações em curto, má contato, sobreaquecimento de partes do enrolamento, etc.
 - fluxo de óleo espontâneo para o conservador devido a súbita pressão provocada por curto-circuito interno ao transformador
- O Buchholz possui duas bóias. A primeira detecta acumulação de gases e normalmente gera um alarme para o SAS. A segunda detecta o nível de óleo (tanque com vazamento) e/ou fluxo de óleo através de um dispositivo amortecedor associado à bóia. A atuação desta bóia provoca a atuação da proteção do trafo.

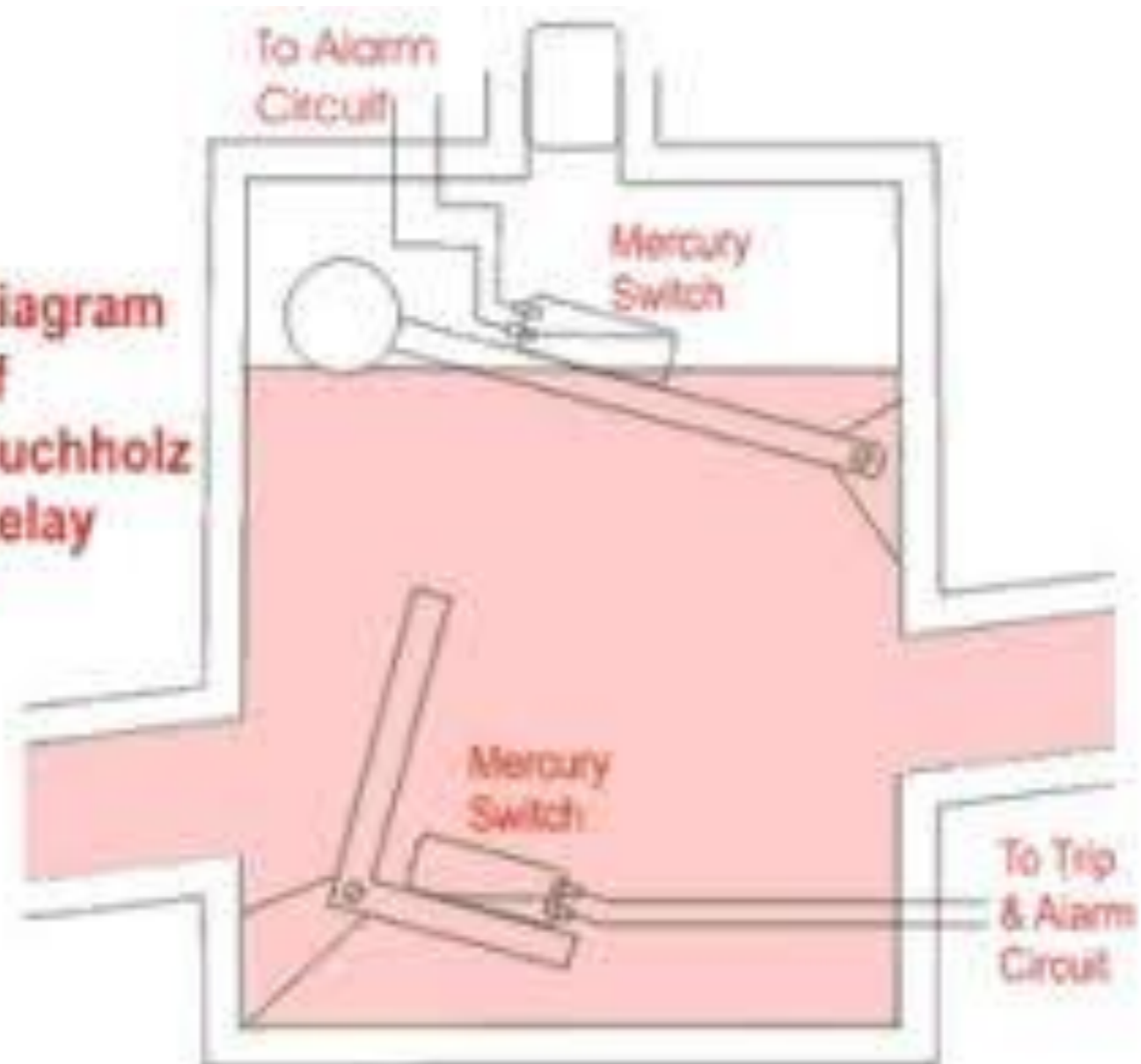








Diagram of Buchholz Relay



Transformadores de Instrumentação

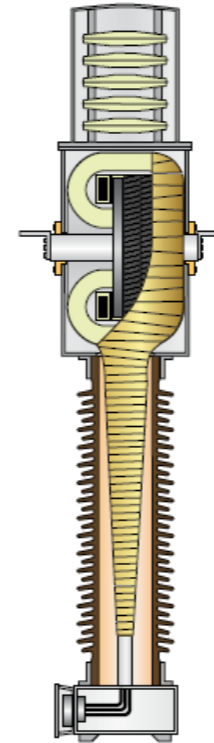
Transformadores de Instrumentação

Transformadores de corrente (TC) convencionais

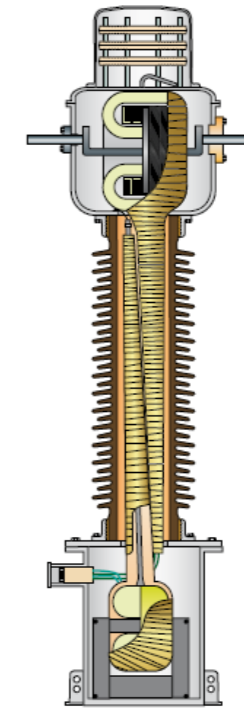
- Tipo Barra:



Hair-pin/Tank type



Top-core



Combined current-voltage type

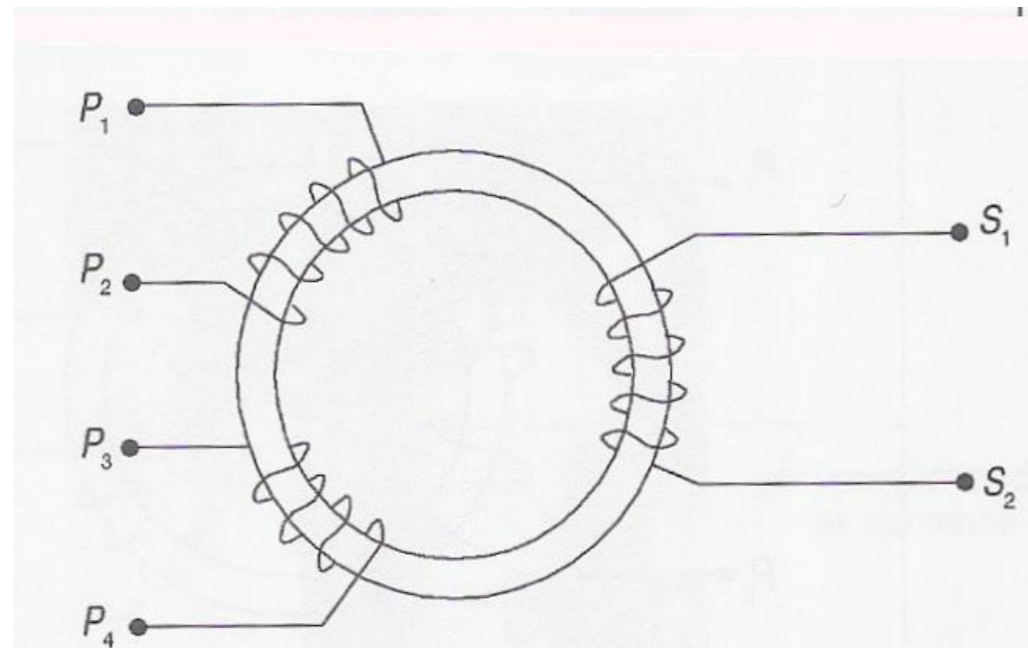
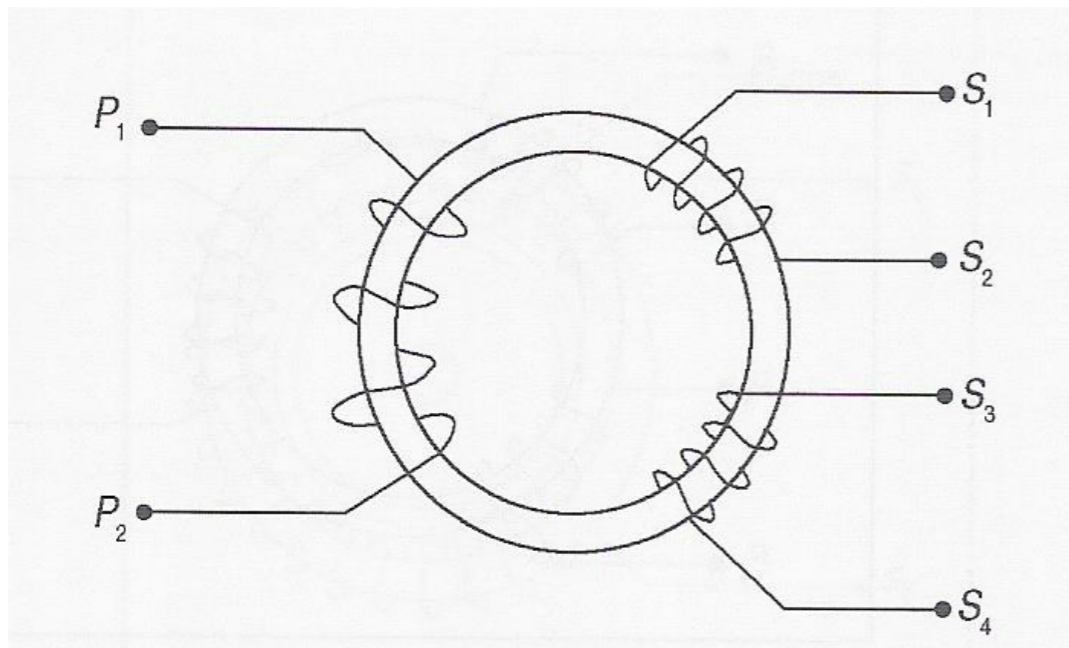
- Tipo Bucha:



Transformadores de Instrumentação

Transformadores de corrente (TC) convencionais

- TC com vários enrolamentos primários ou secundários:

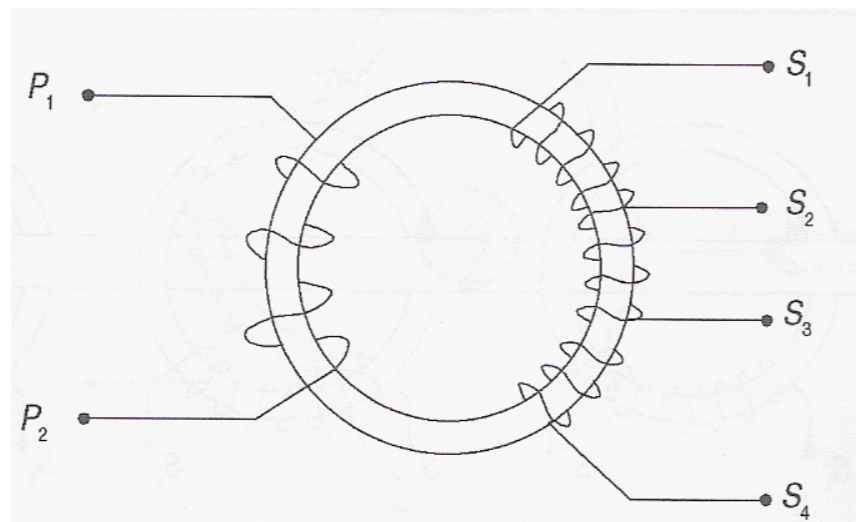


Obs: as bobinas podem ser ligadas em série ou paralelo propiciando várias relações de transformação

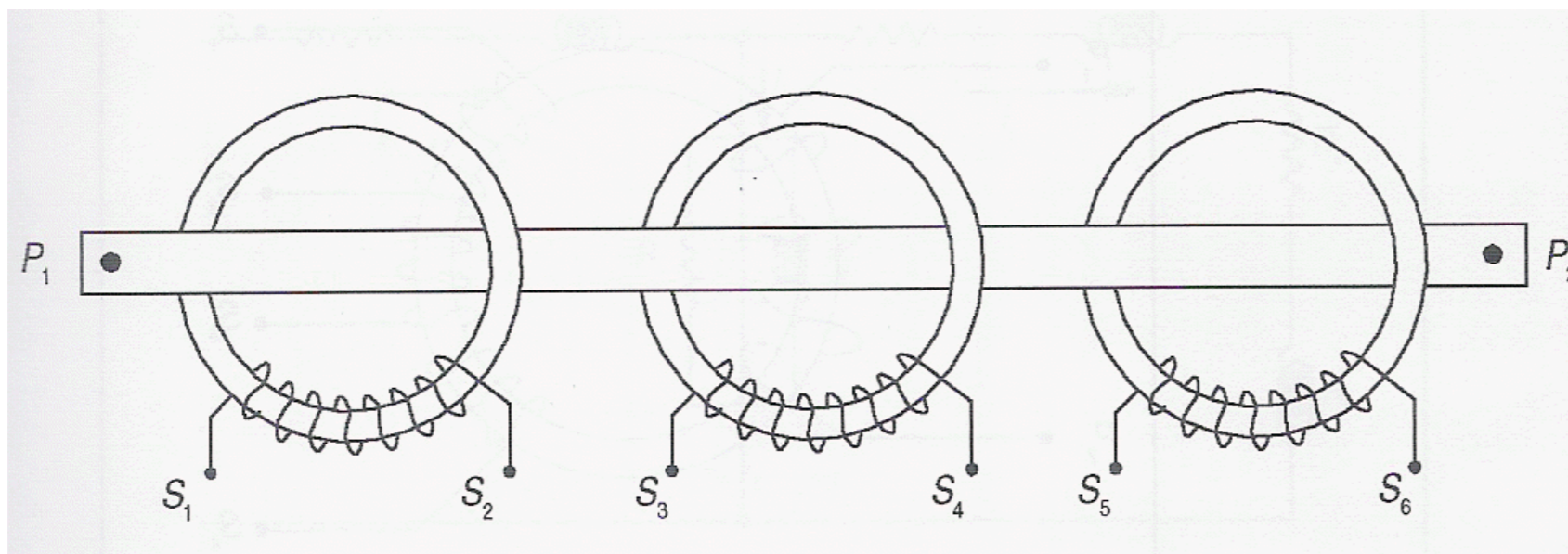
Transformadores de Instrumentação

Transformadores de corrente (TC) convencionais

- TC com vários enrolamentos secundários em derivação:



- TC com vários núcleos secundários:



Transformadores de Instrumentação

Transformadores de corrente (TC) convencionais

- Correntes Nominais (ABNT):

Tabela I – Relações nominais simples (NBR 6856/92)

Corrente Primária Nominal (A)	Relação nominal	Corrente Primária Nominal (A)	Relação nominal	Corrente Primária Nominal (A)	Relação nominal
5	1:1	100	20:1	1000	200:1
10	2:1	150	30:1	1200	240:1
15	3:1	200	40:1	1500	300:1
20	4:1	250	50:1	2000	400:1
25	5:1	300	60:1	2500	500:1
30	6:1	400	80:1	3000	600:1
40	8:1	500	100:1	4000	800:1
50	10:1	600	120:1	5000	1000:1
60	12:1	800	160:1	6000	1200:1
75	15:1			8000	1600:1

Transformadores de Instrumentação

Transformadores de corrente (TC) convencionais

- Cargas nominais (ABNT):

Tabela II – Cargas nominais para FP 0,9 e 0,5 (NBR 6856/92)

Cargas nominais com fator de potência 0,9					
Designação	Potência aparente (VA)	Resistência Ω	Reatância indutiva Ω	Impedância Ω	Tensão a 20 A x 5 A (V)
C 2,5	2,5	0,09	0,044	0,1	10
C 5,0	5,0	0,18	0,087	0,2	20
C 12,5	12,5	0,45	0,218	0,5	50
C 22,5	22,5	0,81	0,392	0,9	90
C 45,0	45,0	1,62	0,785	1,8	180
C 90,0	90,0	3,24	1,569	3,6	360

Cargas nominais com fator de potência 0,5					
Designação	Potência aparente (VA)	Resistência Ω	Reatância indutiva Ω	Impedância Ω	Tensão a 20 A x 5 A (V)
C 25	25	0,05	0,866	1,0	100
C 50	50	1,00	1,732	2,0	200
C 100	100	2,00	3,464	4,0	400
C 200	200	4,00	6,928	8,0	800

Transformadores de Instrumentação

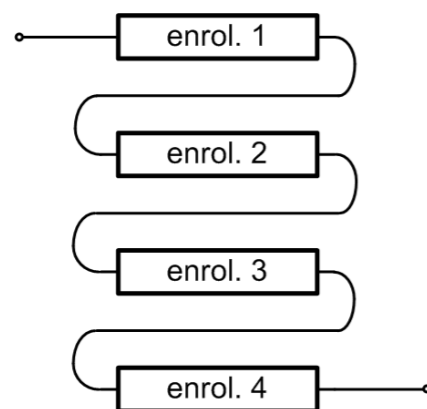
Transformadores de corrente (TC) convencionais

- Simbologia: ABNT 6856/92

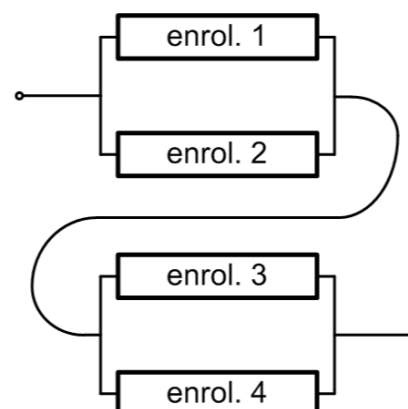
- separador entre correntes nominais de enrolamentos diferentes. Ex: 1500-5 A

- : exprime a relação de transformação entre primário e secundário. Ex: 300:1 para TC 1500-5 A

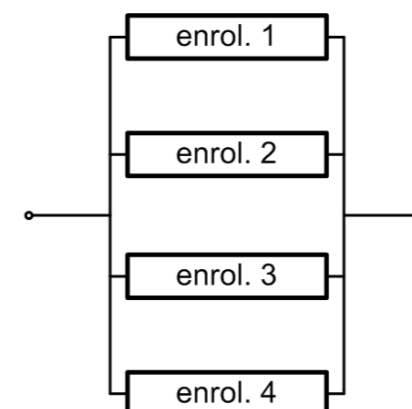
- X** separador de correntes nominais primárias (ou relações nominais) produzidas por enrolamentos ligados em série ou paralelo. Ex:
300x600-5 A
150x300x600-5 A (conexão das bobinas primárias)



150 A



300 A



600 A

Transformadores de Instrumentação

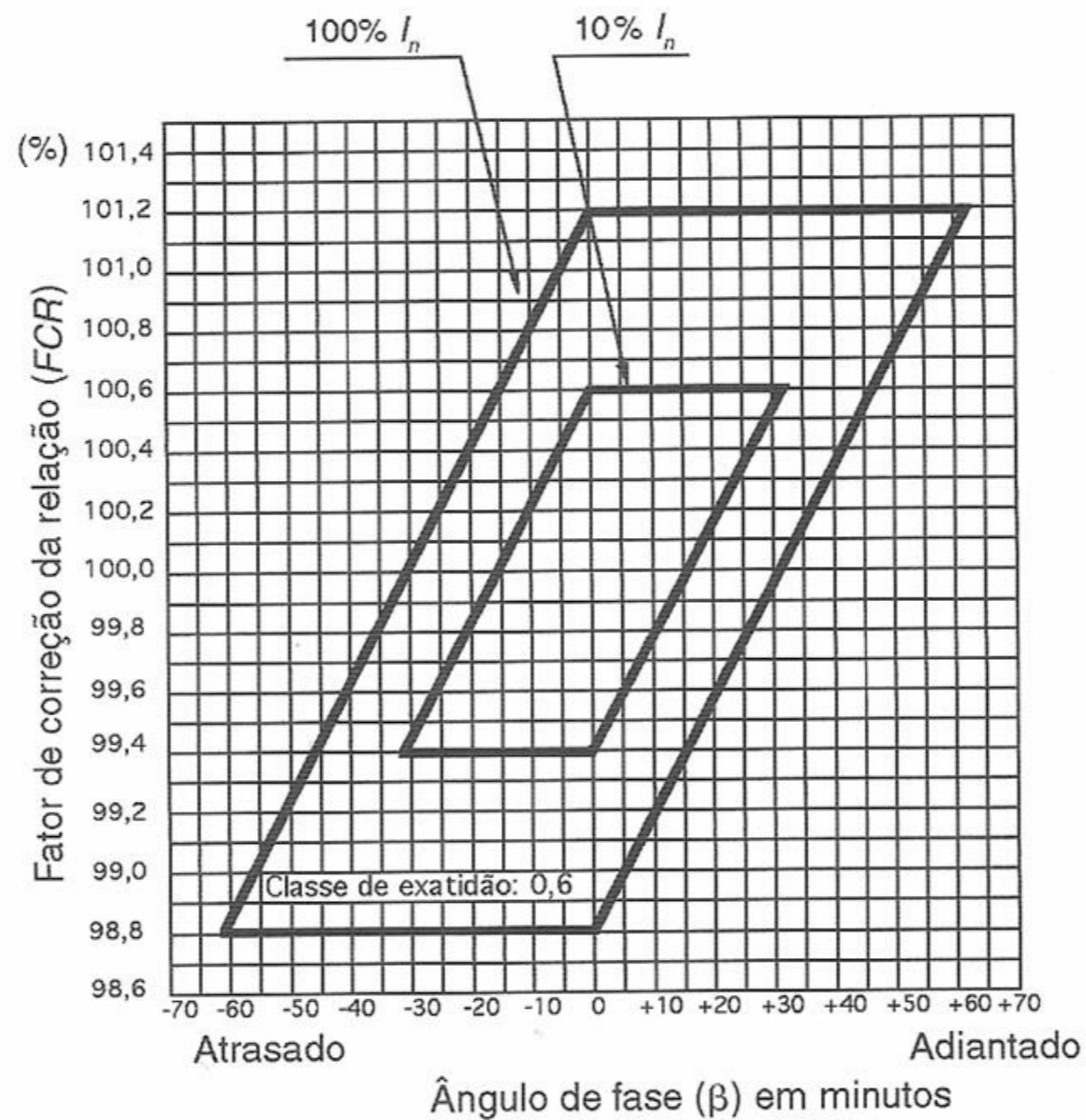
Transformadores de corrente (TC) convencionais

- Simbologia: ABNT 6856/92

/ separador de correntes nominais primárias (ou relações nominais) obtidas por meio de derivações existentes nos enrolamentos primários ou secundários.
Exemplo:

Transformadores de Instrumentação

Transformadores de corrente (TC) convencionais



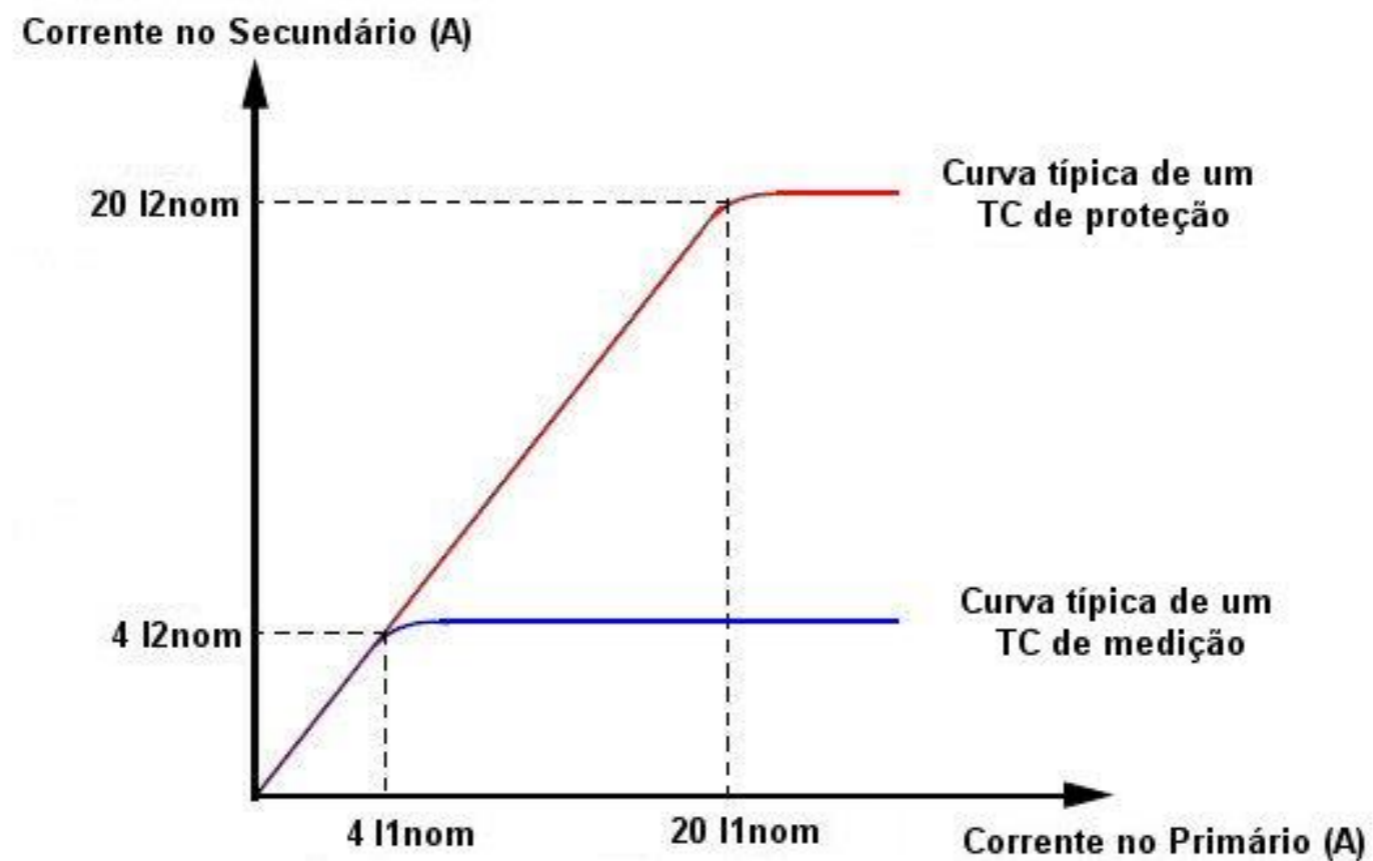
Paralelogramo de precisão - Classe 0.6

Transformadores de Instrumentação

Classificação dos TCs quanto ao tipo de aplicação

- a)- TC Medição
- b)- TC Proteção

Curva típica dos TC de medição e de proteção

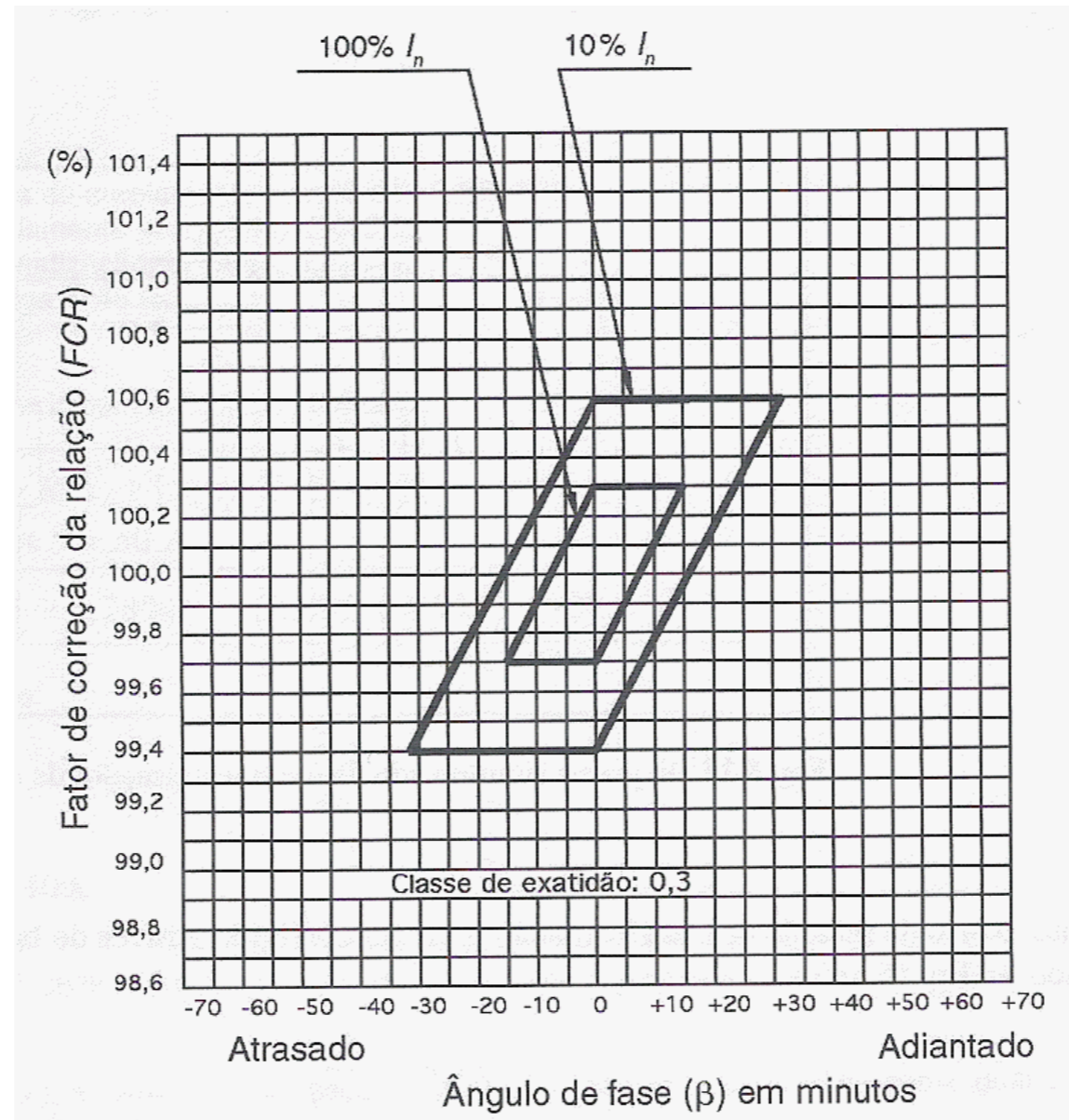


- **TC de medição**

- Os núcleos para serviço de medição caracterizam-se pelo baixo erro de relação e ângulo de fase.
- Operam na faixa de correntes de carga. A saturação do núcleo , quando ocorrem curtos-circuitos, é desejável para evitar que os medidores sejam danificados.
- Classes de exatidão:
 - a)- 0.3
 - b)- 0.6
 - c)- 1.2
- Exemplo de designação: 0.3C25

Transformadores de Instrumentação

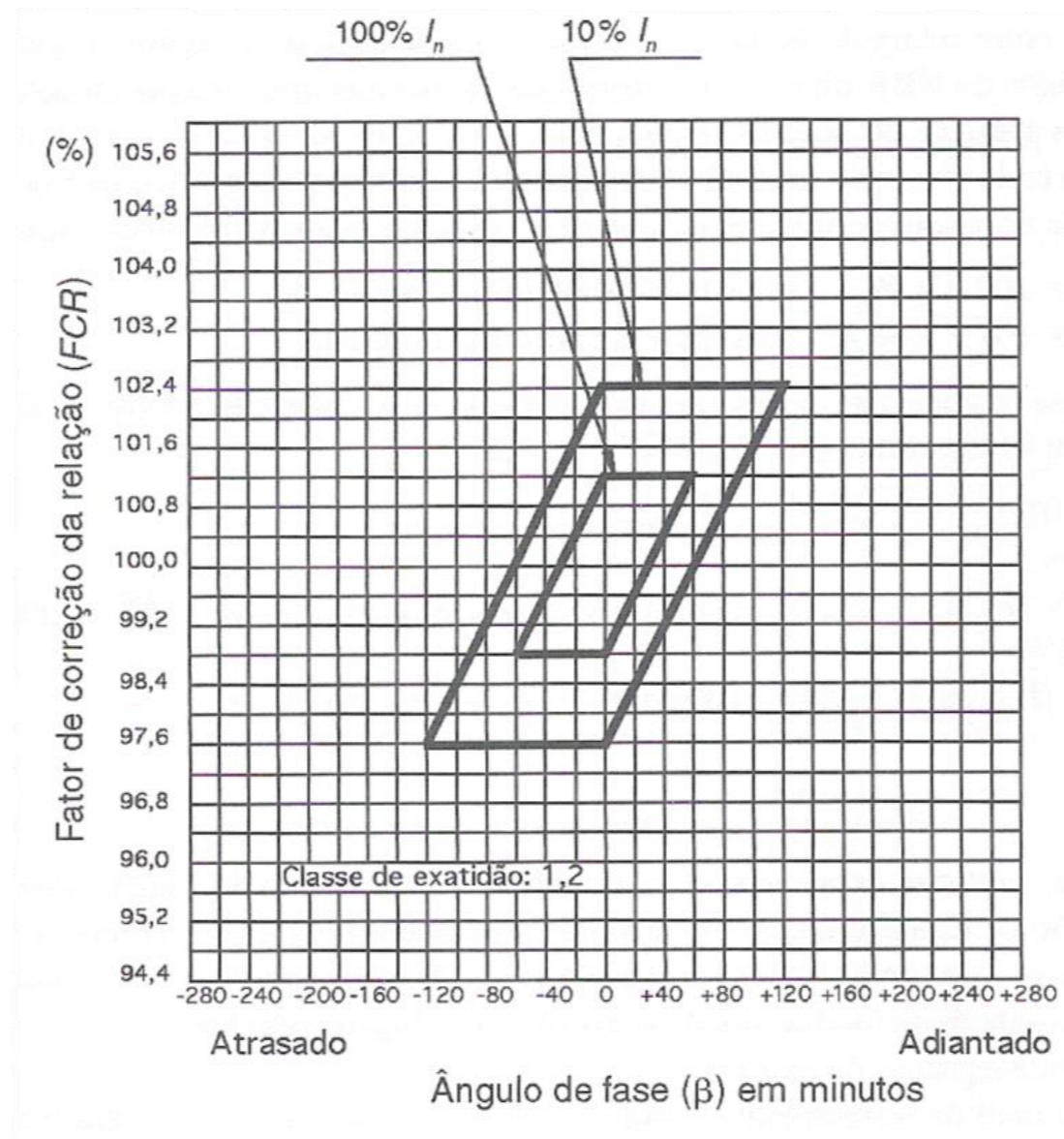
Transformadores de corrente (TC) convencionais



Paralelogramo de precisão - Classe 0.3

Transformadores de Instrumentação

Transformadores de corrente (TC) convencionais



Paralelogramo de precisão - Classe 1.2

Transformadores de Instrumentação

Transformadores de corrente (TC) convencionais

- **TC de proteção**

- Ao contrário dos TC de medição, os de proteção não devem saturar para correntes elevadas, tais como observado durante curtos-circuitos.
- Classes de precisão dos TC de proteção – NBR 6856:
 - 5 %
 - 10 %
- A precisão é válida de 1 até 20 vezes a corrente secundária nominal, para carga ligada no secundário do trafo igual ou inferior à padronizada.
- Exemplo de designação: 10B200.

Transformadores de Instrumentação

Transformadores de corrente (TC) convencionais

- O processo de evolução tem aumentado o desempenho dos transformadores de instrumentação convencional, mas não tem mudado sua tecnologia.
- Esses equipamentos ainda são baseados em núcleos ferromagnéticos com as mesmas características que eles tinham há décadas.
- Melhorias no material magnético, no entanto, tem dado aos modernos TC uma faixa dinâmica mais ampla. Isso significa que os TC projetados para reproduzir correntes até $20 \cdot I_n$ são capazes de medir correntes normais de carga com razoável precisão.
- Isso é importante para viabilizar a utilização de um único transformador de instrumentação para fornecer os sinais tanto para as funções de proteção, quanto de medição operativa.

Transformadores de Instrumentação

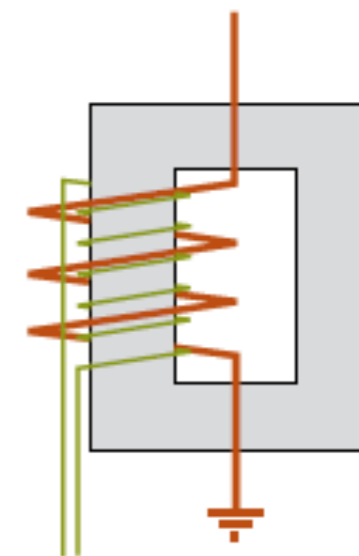
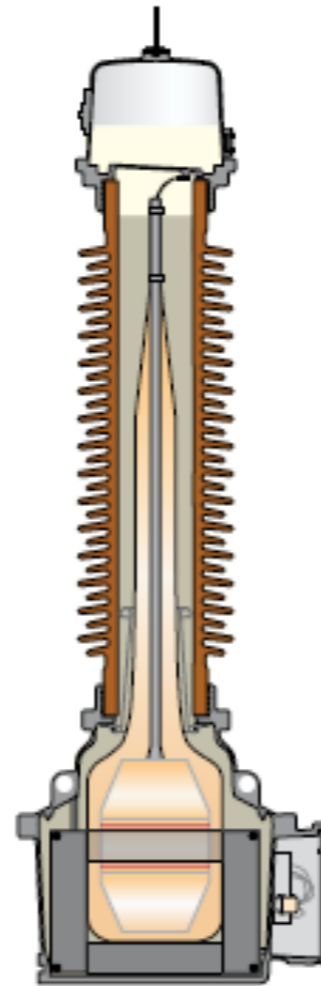
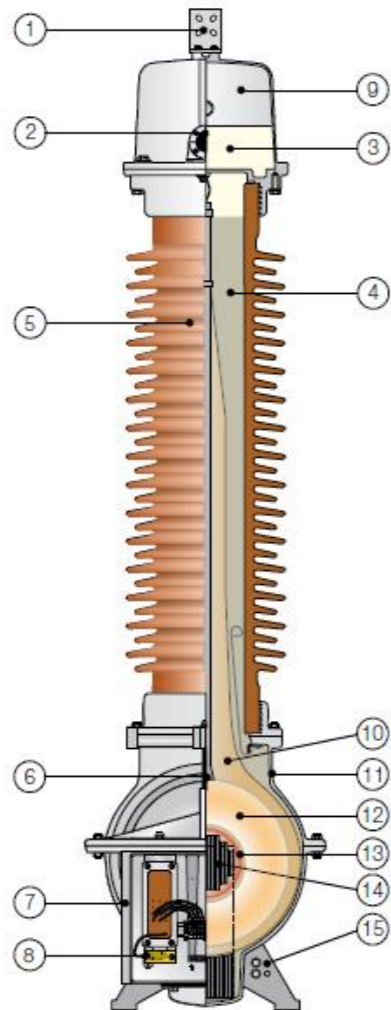
Transformadores de corrente (TC) convencionais

- Utilização dos TCs de proteção na medição indicativa:
 - O trabalho da referência [5] realizou ensaios com TCs classe de proteção com a finalidade de verificar se eles poderiam ser utilizados no sistema SCADA para a função de medição indicativa.
 - Foram realizados testes para determinar o Fator de Correção da Relação (FCR) e o ângulo de fase, considerando uma variação de corrente entre 10% e 130% da corrente nominal do TC.
 - Foram consideradas cargas de 25%, 50%, 75% e 100% da carga nominal do TC.
 - Os resultados mostraram que os diversos TCs de proteção classe 10% que foram testados se comportaram com TCs de medição classe 0,3%, 0,6% ou 1.2%, tanto em relação ao FCR quanto em relação ao erro de ângulo.

Transformadores de Instrumentação

Transformadores de Tensão (TP) convencionais

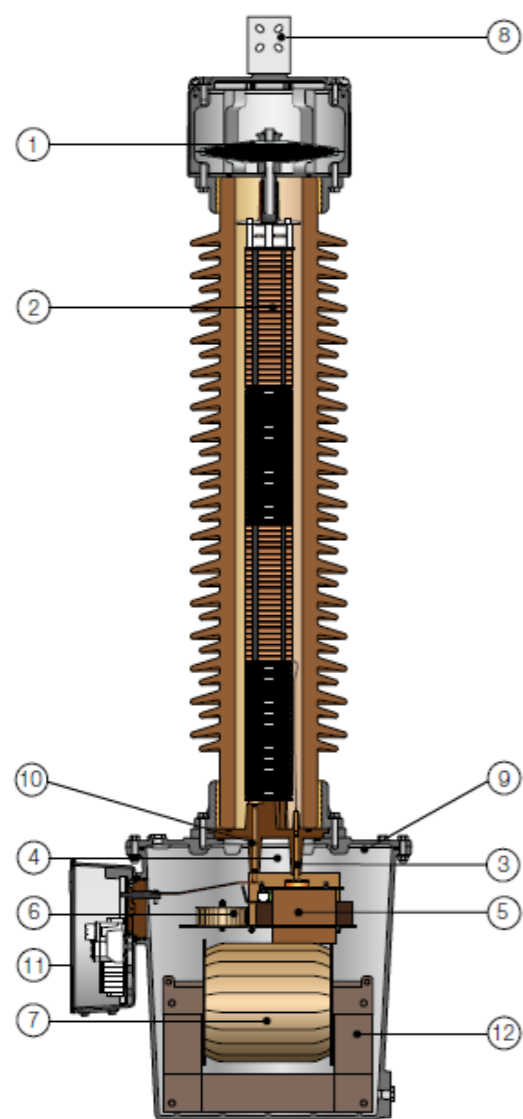
- **TP indutivo** Utilizado para $V_n \leq 138$ kV



Transformadores de Instrumentação

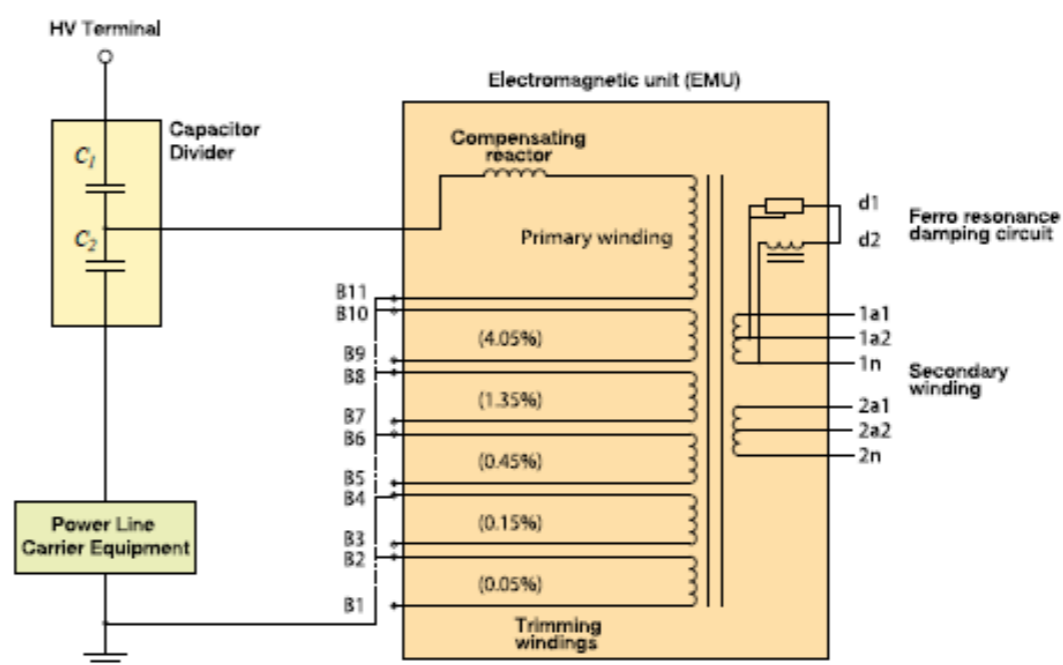
Transformadores de Tensão (TP) convencionais

- **TPC** (TP com divisor capacitivo)



Electromagnetic unit

- 4 Oil level glass
- 5 Compensating reactor
- 6 Ferro-resonance damping circuit
- 7 Primary and secondary windings
- 9 Gas cushion
- 11 Terminal box
- 12 Core



- Utilizado para $V_n \geq 138$ Kv
- Dupla função:
 - fornecimento de sinais para relés/medidores
 - acoplamento do sinal PLC na linha

Transformadores de Instrumentação

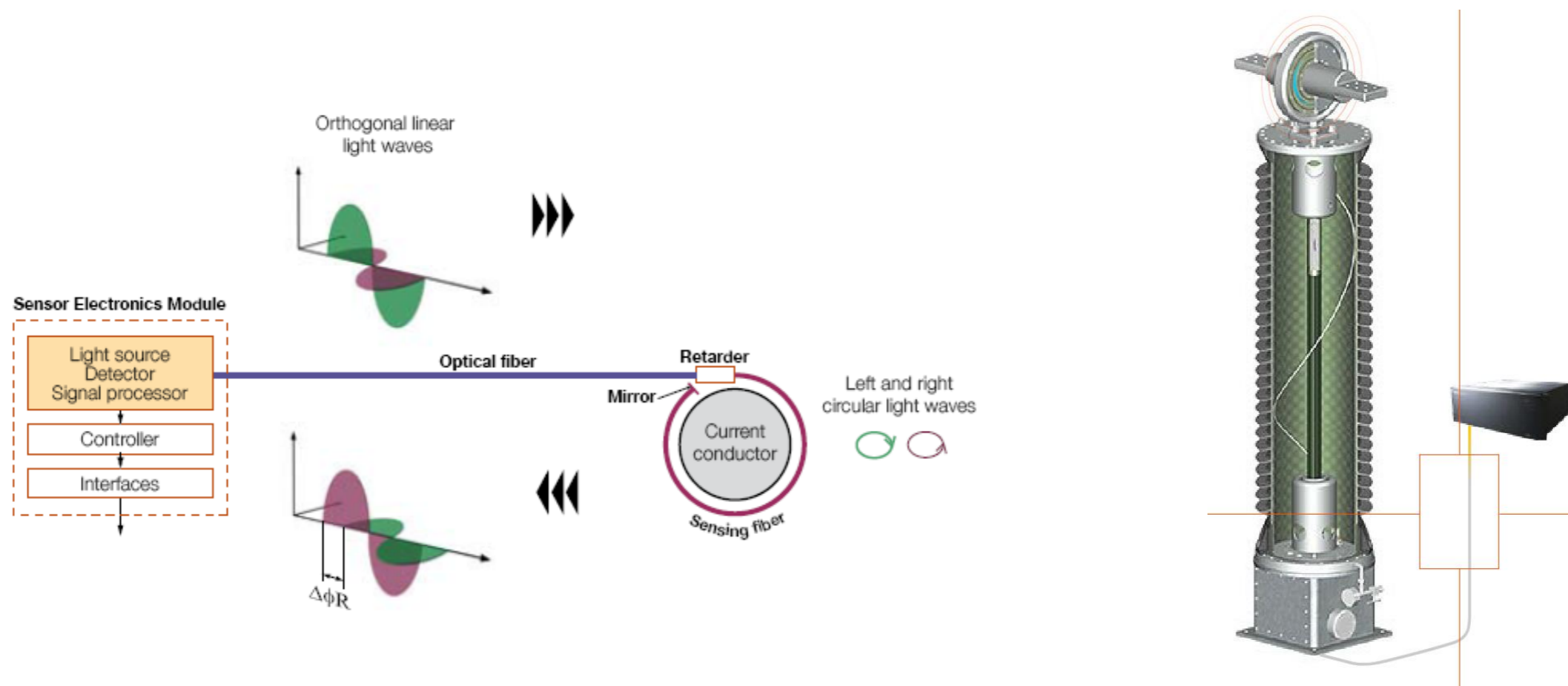
Transformadores de Tensão (TP) convencionais

- Classe de exatidão dos TP (NBR 6855):
 - 0.3 (medição para faturamento)
 - 0.6 (proteção e medição sem fins de faturamento)
 - 1.2 (medição indicativa)
- A classe de exatidão é ensaiada para $0.9 \cdot V_n$, V_n , $1.1 \cdot V_n$, em vazio e nas cargas padronizadas (12.5, 25, 75, 200 e 400 VA).
- Requisitos típico para medidas de tensão no SAS: precisão $\leq 1\%$

Transformadores de Instrumentação

Transformadores de Instrumentação Ópticos

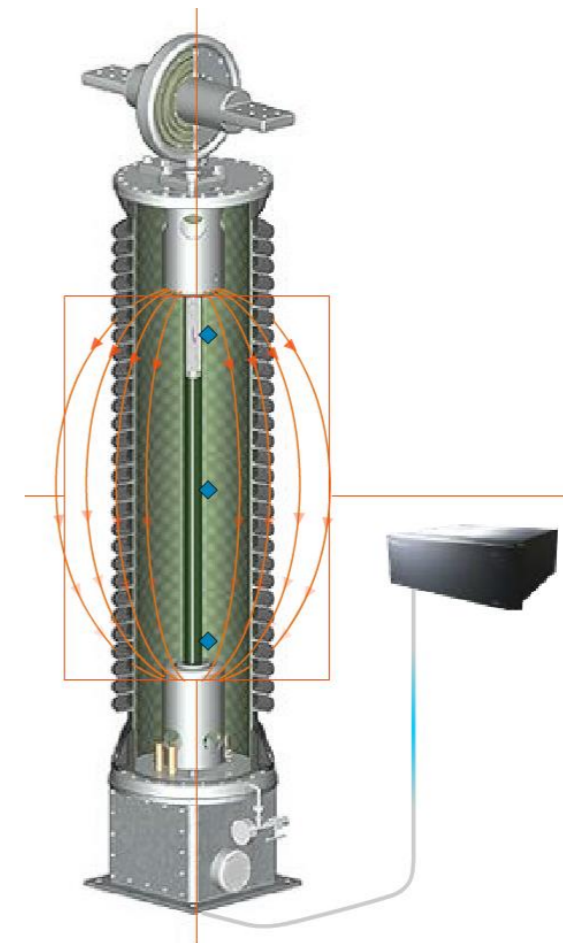
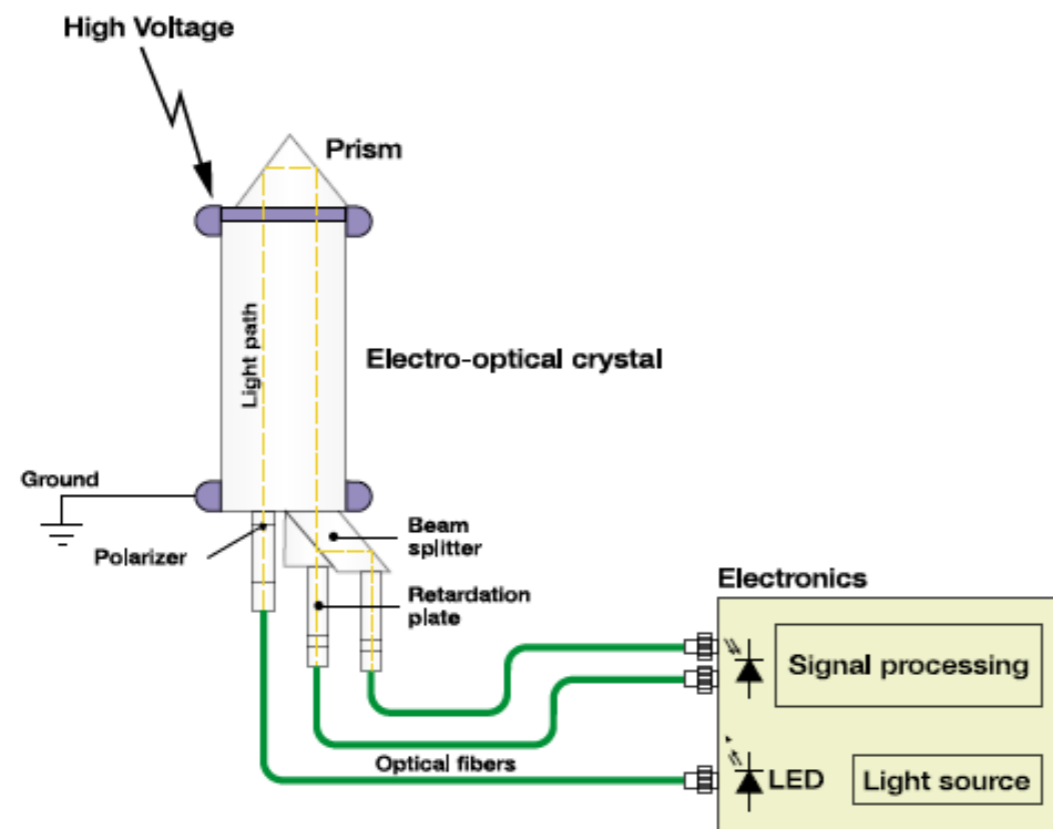
- TC Óptico:
 - Baseado no efeito magneto-óptico (efeito Faraday), no qual a velocidade de propagação luz depende da intensidade do campo magnético e do sentido da onda circularmente polarizada.
 - A onda com circulação em um sentido é acelerada e a no outro e retardada. Essa diferença de velocidade resulta em diferença de fase na saída do sensor



Transformadores de Instrumentação

Transformadores de Instrumentação Ópticos

- TP Óptico:
 - Baseado no efeito eletro-óptico de primeira ordem (efeito Pockels), no qual a velocidade de propagação luz depende da intensidade do campo elétrico.



- Espera-se que com o uso da instrumentação óptica se alcance maior precisão e maior banda de frequência na medição dos sinais analógicos de tensão e corrente.

Serviço auxiliar de alimentação DC





Battery Room



Battery Chargers

Bobina de Bloqueio – sistema PLC



Evolução Histórica dos Sistema de Supervisão e Controle de SE

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Evolução histórica dos Sistemas de Supervisão e Controle de SE

- Os SEP como conhecemos hoje começaram a se desenvolver no início do século 20 através de plantas de geração isoladas com suas cargas locais.
- À medida que a dependência da energia elétrica cresceu, houve a necessidade de aumentar a confiabilidade do sistema. Plantas de geração e linhas foram interconectadas para aumentar a redundância, e tensões mais altas foram utilizadas para o transporte de energia a longas distâncias.
- As subestações que surgiram ao longo desse sistema mais interligado passaram a contar com pessoal operacional alocado para sua operação, de forma que pudessem responder mais rapidamente a qualquer problema.
- Tais subestações “assistidas” por operadores foi a norma durante toda a primeira metade do século 20 (1900 a 1950).

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Evolução histórica dos Sistemas de Supervisão e Controle de SE

- Nesse período, com a demanda por maior confiabilidade e com o aumento dos custos de mão de obra, os primeiros sistemas SCADA foram desenvolvidos para permitir algum grau de monitoramento (e mesmo controle) remoto.
- Um dos primeiros precursores dos modernos sistemas supervisórios foi projetado em 1921. Em 1932 a *Automatic Electric Company* anunciava produtos para “controle remoto” de instalações elétricas.
- Todos esses sistemas iniciais utilizavam tecnologia emprestada dos sistemas de chaveamento telefônico (relés eletromecânicos usados processo de discagem por pulso).
- Ainda na década de 60 o sistema REDAC Westinghouse ainda usava essa tecnologia nos dois extremos de um circuito telefônico de par trançado.

If It's "Remote-Control" Strowger Products Will Do It

Whether "remote" means spanning a thousand miles or is measured in inches—

Whether "control" has to do with far-flung power distribution networks or coasting oranges rolling into boxes—

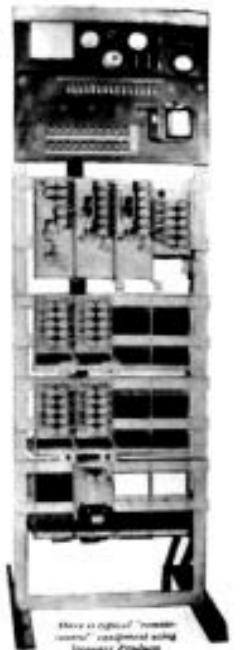
Strowger Products—relays, selecting switches and other parts in almost endless variety—can help you solve your problem.

For more than 40 years Strowger Products have been doing just such things. During four decades they have been tried—tested—proved.

Today they stand pre-eminence for permanence of adjustment, long life, excellence of material, finished craftsmanship.

Economy, too, recommends Strowger apparatus. Expert production, incorporating every refinement suggested by long experience, insures a uniform product—at low unit cost.

Our Sales Engineering Division has served many engineers, technicians and inventors. It stands ready to offer you its experience in applying Strowger Products to a wide range of remote control uses. We invite you to consult it. Address: American Automatic Electric Sales Company, 1013 W. Van Buren Street, Chicago.



Strowger Products are made by
AUTOMATIC ELECTRIC COMPANY
SALES AND SERVICE DIVISION
NEW YORK PHILADELPHIA BOSTON PITTSBURGH WASHINGTON, D. C. CLEVELAND
CINCINNATI ATLANTA DETROIT ST. PAUL KANSAS CITY, MO. LOS ANGELES
Through the following territory is divided into sections by sales districts
and service points with branch offices, representative and agents

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Evolução histórica dos Sistemas de Supervisão e Controle de SE

- Na década de 60, com a introdução da eletrônica digital foi possível alcançar maiores velocidades na transmissão de dados. Além disso, o casamento da tecnologia do teletipo (TTY) com a eletrônica digital resultou no nascimento da Unidade Terminal Remota – UTR.
- A introdução do microprocessador Intel 4004 em 1971 abriu as portas para uma crescente sofisticação no projeto das UTRs. A primeira UTR microprocessada foi desenvolvida em 1972 (memória de 4 kbytes para programa e 256 bytes de dados).
- Essa tecnologia permitiu que a UTR fosse construída em uma fração do tamanho físico requerido nos projetos prévios. Mais inteligência pode ser introduzida no equipamento para aumentar suas funcionalidades.



TTY - Teletipo

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Evolução histórica dos Sistemas de Supervisão e Controle de SE

- As UTR foram os primeiros equipamentos digitais instalados nas SE. Inicialmente, estas unidades eram meros equipamentos de aquisição de dados e execução de comandos, constituindo a interface entre o processo elétrico e o sistema SCADA.
- Toda a inteligência para supervisão e controle do processo elétrico ficava localizada no centro de operação, os quais eram dotados de computadores de grande porte e IHM poderosa.
- Posteriormente, as UTR passaram a ser dotadas de inteligência própria, sendo capazes de executar funções como autoteste, pré-processamento da medição/eventos, datação, registro de eventos, etc. Pelo fato de agora possuírem processamento próprio, em algumas empresas, passaram a ser denominadas UAC – Unidades de Aquisição e Controle.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Evolução histórica dos Sistemas de Supervisão e Controle de SE

- Apesar do microprocessador oferecer o potencial de aumentar de forma significativa as funcionalidades a baixo custo, sua aceitação pelo setor elétrico foi lenta, devido à questões de confiabilidade e ciclo de vida.
- A partir da década de 80, os dispositivos microprocessados começam a ser introduzidos de forma mais sistemática e passam a ser denominados IEDs (*Intelligent Electronic Devices*).
- A partir desse período, duas importantes mudanças tecnológicas ocorreram:

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Evolução histórica dos Sistemas de Supervisão e Controle de SE

a) O protocolos de comunicação SCADA eram usualmente proprietários. No meio da década de 80, começa uma tendência no sentido de incentivar o desenvolvimento de protocolos abertos e padronizados.

Dois marcos notáveis dessa tendência foram a IEC 60870-5 (1995), consolidação dos tradicionais protocolos SCADA orientados a lista de pontos, e a IEC 61850 (2004), primeiro protocolo SCADA orientado a objeto.

Além disso, a tecnologia de sistemas de comunicação evolui permitindo suportar altas velocidades enquanto os equipamentos de comunicação em rede reduzem de custos significativamente.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Evolução histórica dos Sistemas de Supervisão e Controle de SE

- b) Os microprocessadores também são incorporados aos relés de proteção e aos equipamentos de monitoramento. A partir da década de 90, com o crescente poder computacional dos processadores, os IEDs tornam-se equipamentos multifuncionais, englobando funções de proteção, controle, medição, oscilografia, registro de eventos e localização de falta.

Com o uso da proteção digital, diversas funções de proteção antes desempenhadas por diferentes relés passaram a ser agregadas em um mesmo hardware, reduzindo o número de equipamentos necessários para implementar o sistema de proteção.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

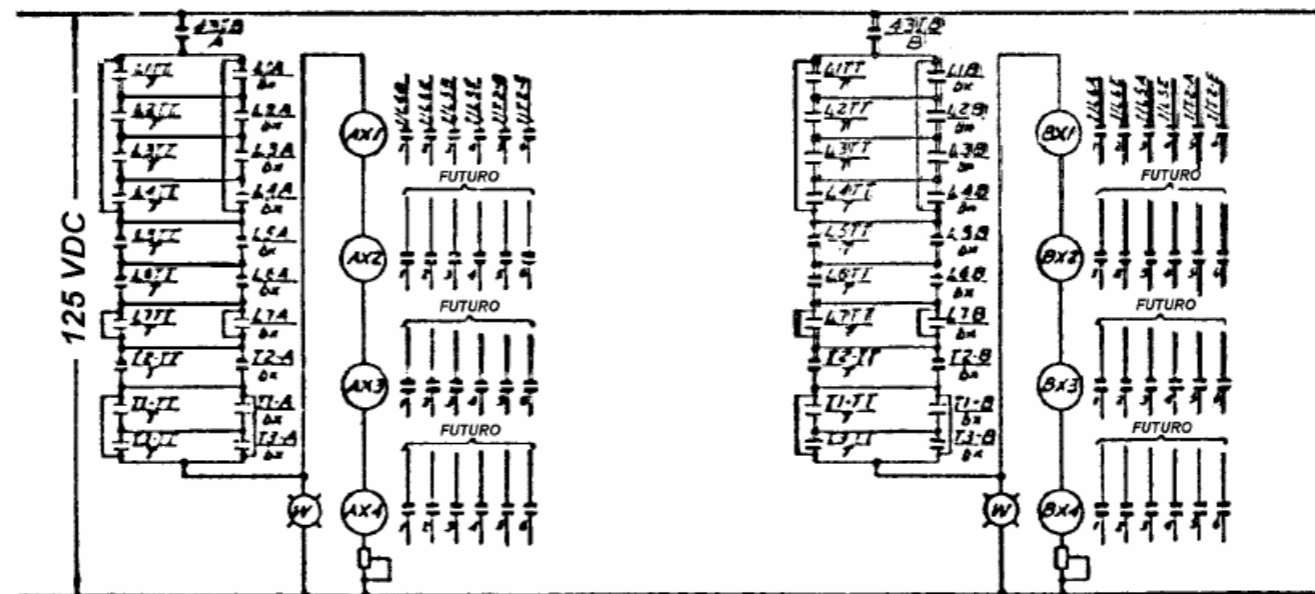
Evolução histórica dos Sistemas de Supervisão e Controle de SE

- Essas duas últimas mudanças tecnológicas (IEDs e redes de comunicação/protocolos produziram profundas mudanças na arquitetura e funcionalidades dos sistemas de proteção, medição e controle das SE.
- Em termos de arquitetura o sistema de automação passa de uma arquitetura centralizada, baseada em UTRs, para uma arquitetura distribuída baseada em IEDs.
- Além da estrutura distribuída, os sistemas de automação tornam-se mais integrados, em oposição aos sistemas tradicionais, onde os subsistemas (proteção, medição, supervisão e controle, SCADA, oscilografia, registro de eventos, proteção sistêmica) são isolados e utilizam suas próprias interfaces com o processo.
- Esta última versão do sistema de automação é denominada na literatura como **SAS – Sistema de Automação de Subestações**.

**Sistemas de Supervisão e Controle Convencionais
X
SAS – Sistemas de Automação da SE**

Sistemas de Proteção e Controle Convencionais

- Os sistemas convencionais utilizavam relé eletromecânicos, unifuncionais, chaves seletoras/controle, lâmpadas indicadoras, instrumentos de medição de painéis. Devido a serem unifuncionais, os sistemas demandavam um grande número desses equipamentos.
- As lógicas de controle e intertravamento eram do tipo lógica de relés, isto é, feitas por ligação física dos contatos (série/paralela) [1].

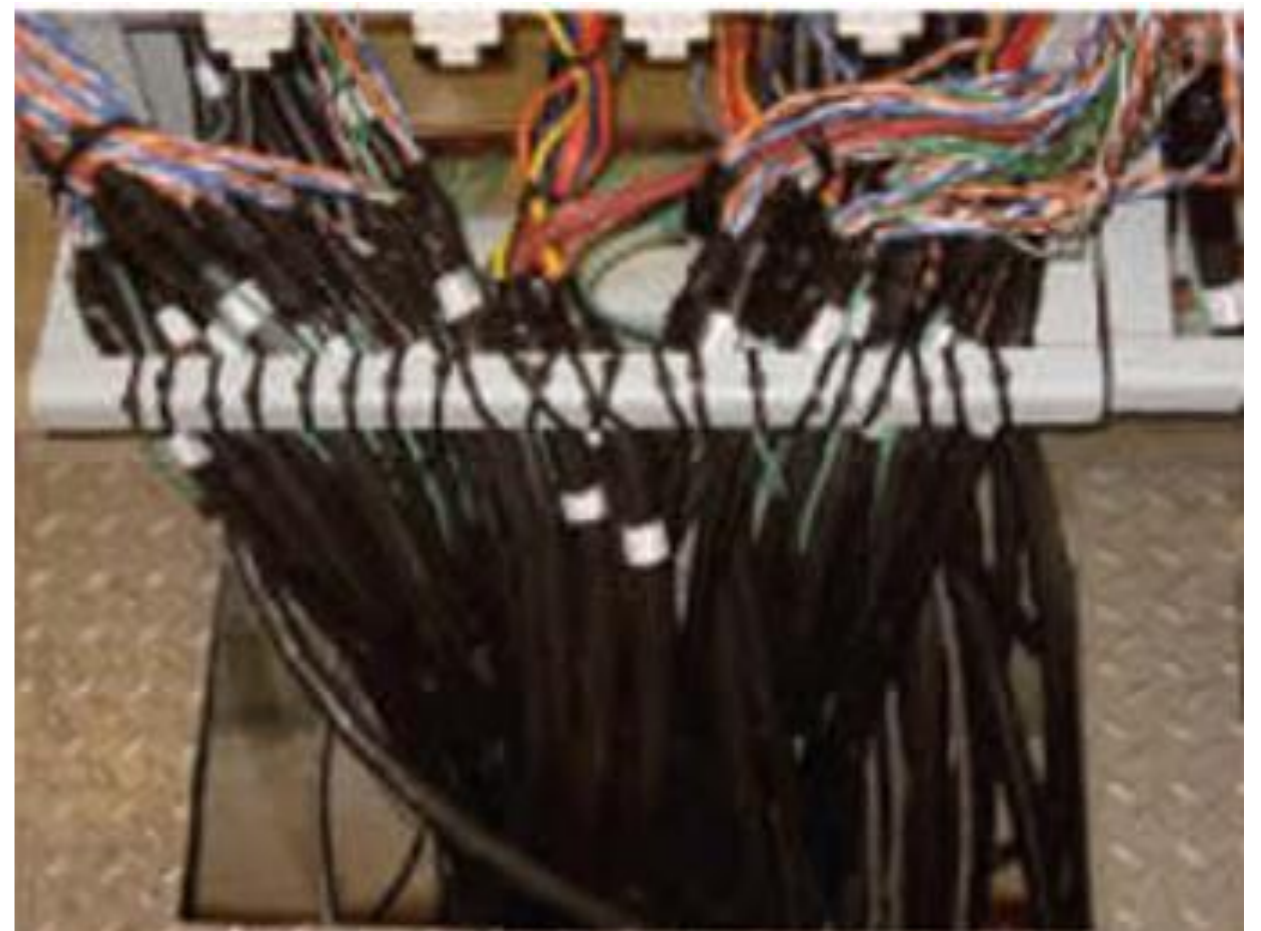


- SE de maior porte podiam requerer dezenas ou até centenas de quilômetros de cabos de controle, com as respectivas estruturas para instalá-los (eletrodutos, dutos, canaletas e bandejas).

Canaleta de cabos



Entrada cabos na casa de controle





Limitações dos Sistemas de Proteção e Controle Convencionais

- Entre os muitos problemas apresentados pelos sistemas convencionais, pode-se citar [1]:
 - Grande número de relés auxiliares e temporizadores, bem como uso de chaves com muitos estágios e contatos agravando os problemas de manutenção. Exige grande número de painéis e sala de controle de grandes dimensões.
 - Número elevado de circuitos, condutores e componentes necessários à execução das diversas funções e lógicas, exigindo grande número de galerias para cabos, bandejas, canaletas e dutos.
 - Custo elevado de projeto, instalação, comissionamento e manutenção.
 - Os recursos oferecidos ao pessoal de operação e manutenção (registros, listagens) são limitados.
 - Os automatismos são praticamente inexistentes.

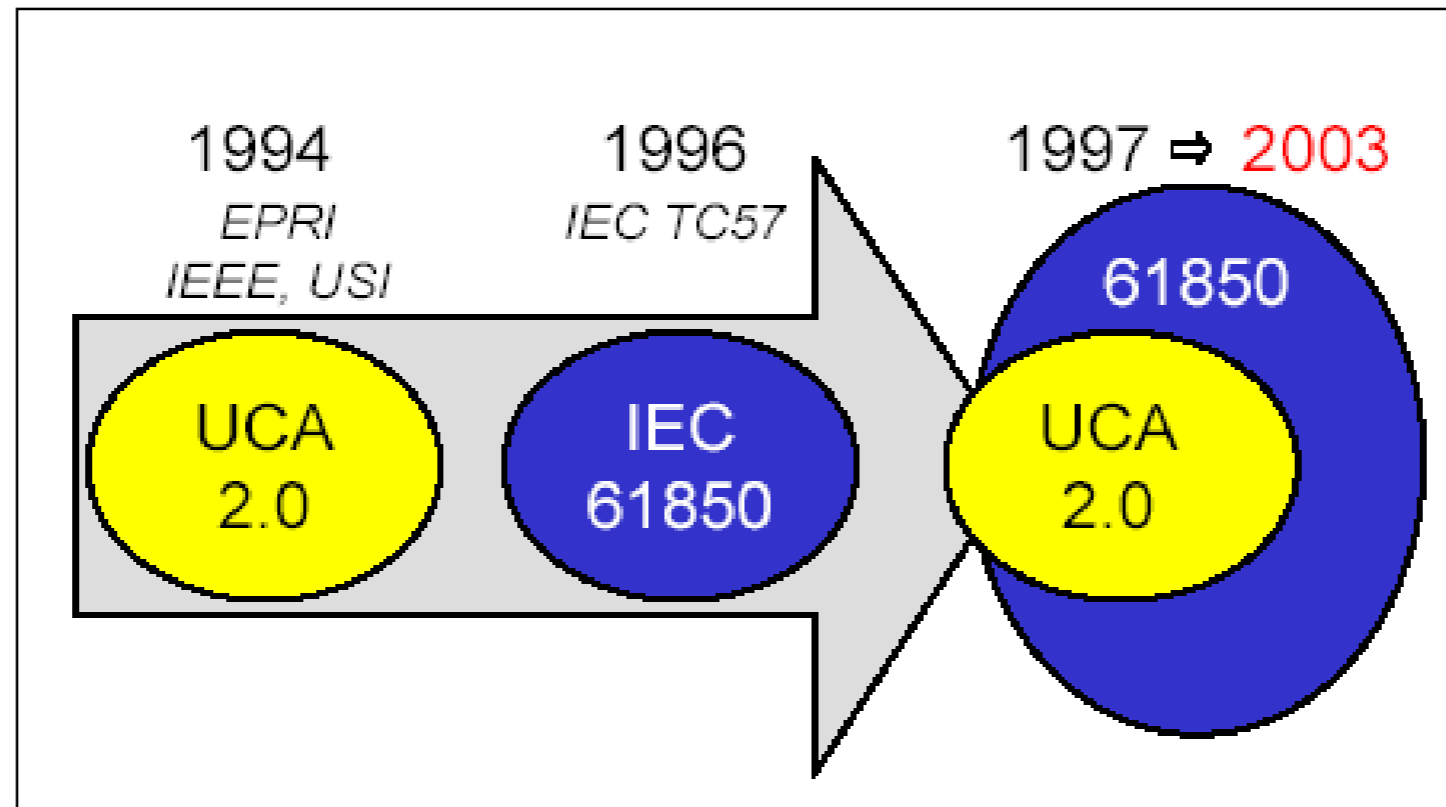
SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Benefícios dos modernos SAS

O uso dos modernos sistemas digitais para proteção, controle e automação em SE apresenta inúmeras vantagens [1]:

- A troca de informações entre as diversas funções presentes no sistema pode ser realizada via rede de comunicação, eliminando-se fiação, relés multiplicadores de contatos, etc.
- Exige menor espaço na sala de controle da SE devido à redução no número de equipamentos e painéis.
- Substituindo-se os circuitos de lógica cablada por lógicas implementadas por software se reduz drasticamente a quantidade de cabos de controle.
- Muito mais informação referente ao estado do sistema e desempenho dos equipamentos é registrada, processada, armazenada e disponibilizada ao diversos setores da empresa, tanto os envolvidos diretamente com a operação, quanto às demais áreas da engenharia (proteção, manutenção, qualidade de energia, planejamento, etc).

Norma IEC 61850



- 1990: UCA foco na comunicação entre Centros de Controle (UCA – Utility Communications Architecture)
- 1992: UCA 2.0 foco na Station Bus
- 1996: início da IEC 61850
- 1997: os dois grupos concordam em trabalhar juntos
- 2003: data de publicação da IEC 61850

System Aspects	Data Models
Part 1: Introduction and Overview	Part 7-4: Compatible Logical Node Classes and Data Classes
Part 2: Glossary	Part 7-3: Common Data Classes
Part 3: General Requirements	Abstract Communication Services
Part 4: System and Project Management	Part 7-2: Abstract Communication Services (ACS)
Part 5: Comm. Requirements for Functions and Device Models	Part 7-1: Principles and Models
Configuration	Mapping to real Comm. Networks (SCSM)
Part 6: Configuration description Language for Communication in electrical Substations related IEDs	Part 8-1: Mapping to MMS and to ISO/IEC 8802-3
Testing	Part 9-1: Sampled Values over Serial Unidirectional Multidrop Point-to-Point link
Part 10: Conformance Testing	Part 9-2: Sampled values over ISO 8802-3

Introdução: Principais objetivos da IEC 61850

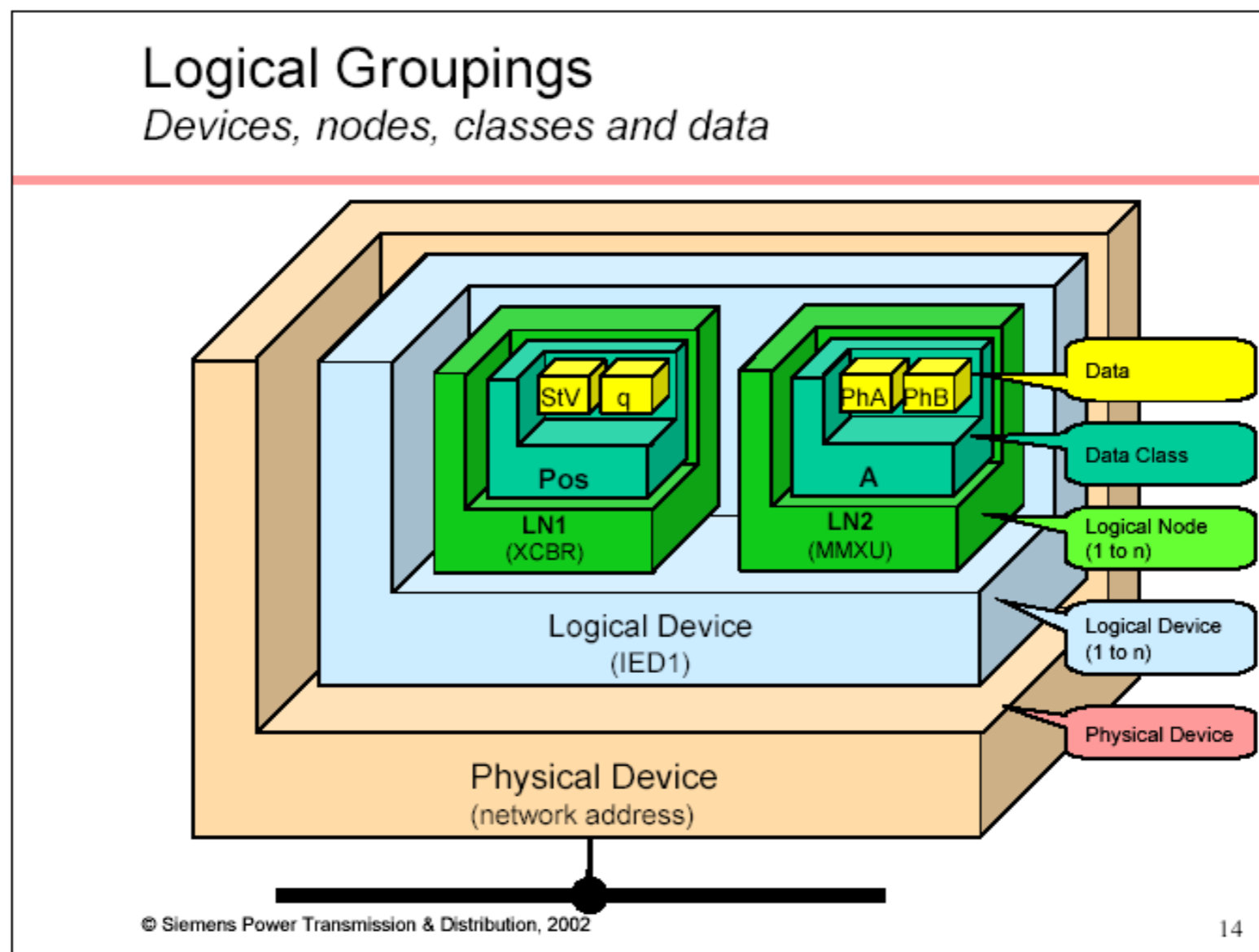
- Alcançar a interoperabilidade entre equipamentos dos vários fabricantes instalados na SE. Isto permite otimizar a seleção desses equipamentos para aplicações dedicadas e irá aumentar a competição.
- Separação entre a camada de aplicação e a camada de comunicação => uma pode ser alterada ou atualizada sem mudança na outra.

Introdução: Principais componentes da IEC 61850

- a) Modelagem, orientada a objetos, das informações presentes nos equipamentos primários e funções do SAS;
- c) Serviços de comunicação (comunicação cliente/servidor, GSE, sampled-values);
- e) Linguagem de configuração para troca de informação entre as ferramentas de engenharia (SCL – *Substation Configuration Language*).

Introdução: Modelagem dos dados

A informação dos equipamentos primários e funções de proteção/automação são modeladas em diferentes *logical nodes* padronizados, os quais podem ser agrupados em diferentes *logical devices*.



Nome e grupos dos LN:

- **L** System LN (2)
- **P** Protection (28)
- **R** Protection related (10)
- **C** Control (5)
- **G** Generic (3)
- **I** Interfacing and archiving (4)
- **A** Automatic control (4)
- **M** Metering and measurement (8)
- **S** Sensor and monitoring (4)
- **X** Switchgear (2)
- **T** Instrument transformers (2)
- **Y** Power transformers (4)
- **Z** Further power system equipment (15)

Examples

- *PDIF: Differential protection*
- *RBRF: Breaker failure*
- *XCBR: Circuit breaker*
- *CSWI: Switch controller*
- *MMXU: Measurement unit*
- *YPTR: Power transformer*

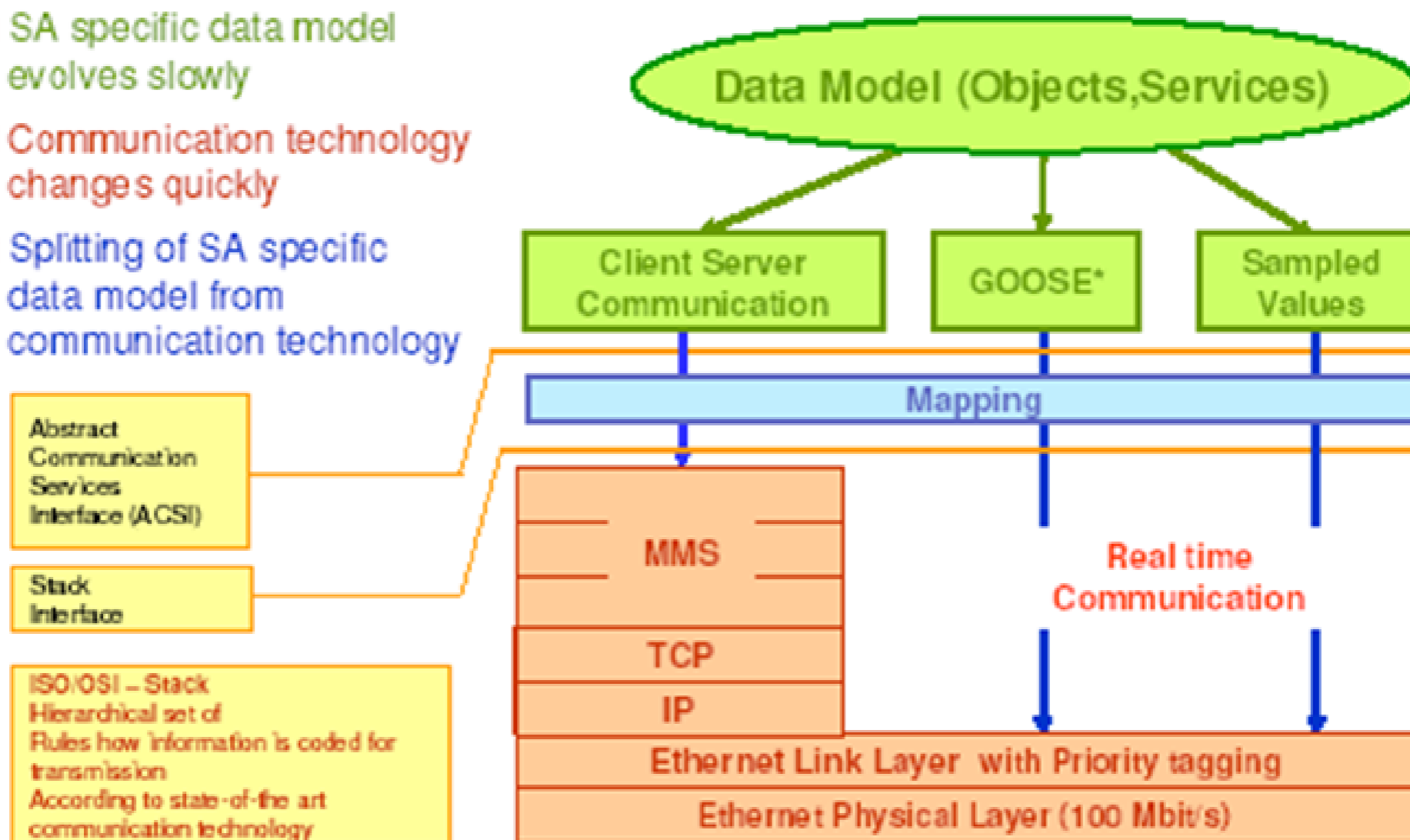
Introdução: Serviços de Comunicação

- a) Cliente/Servidor: conjunto de serviços orientados a ações do tipo: acesso ou notificação automática de informações, comando, transferência de arquivos, seqüência de eventos, etc.
- b) GSE: serviço de comunicação orientado para aplicações de proteção e controle utilizando uma comunicação de alta velocidade, multicast, entre IEDs. Suporta dois tipos de mensagens:
 - GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events)
 - GSSE (Generic Substation State Events)
- a) Sampled-values: serviço de comunicação para transmissão de valores amostrados entre transdutores (TP, TC) e os IEDs. Suporta dois métodos de transmissão:
 - Serviço Multicast sobre Ethernet
 - Serviço Unicast (point-to-point) sobre links seriais

■ SA specific data model evolves slowly

■ Communication technology changes quickly

■ Splitting of SA specific data model from communication technology



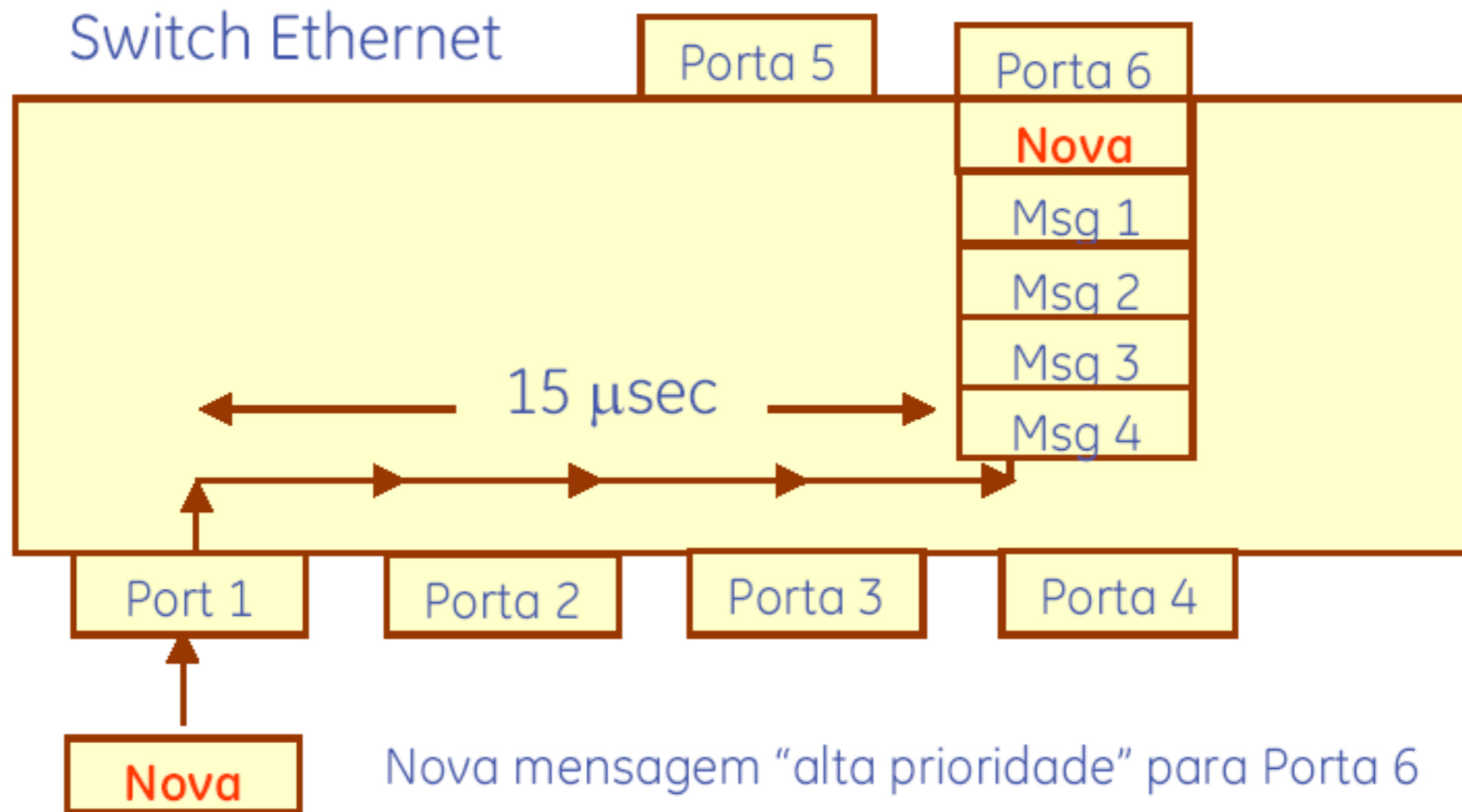
MMS – *Manufacturing Message Specification*: protocolo (ISO 9506) para transferência de dados e informações entre equipamentos e aplicações em sistemas supervisórios.

GSE – *Generic Substation Events*

- Baseado em mecanismo publicador/assinante.
- Fornecimento da mesma informação para mais de um dispositivo físico através do uso de serviço multicast.
- Usado para a rápida transmissão de eventos, tais como comandos, alarmes, mudança de status de equipamentos, etc.

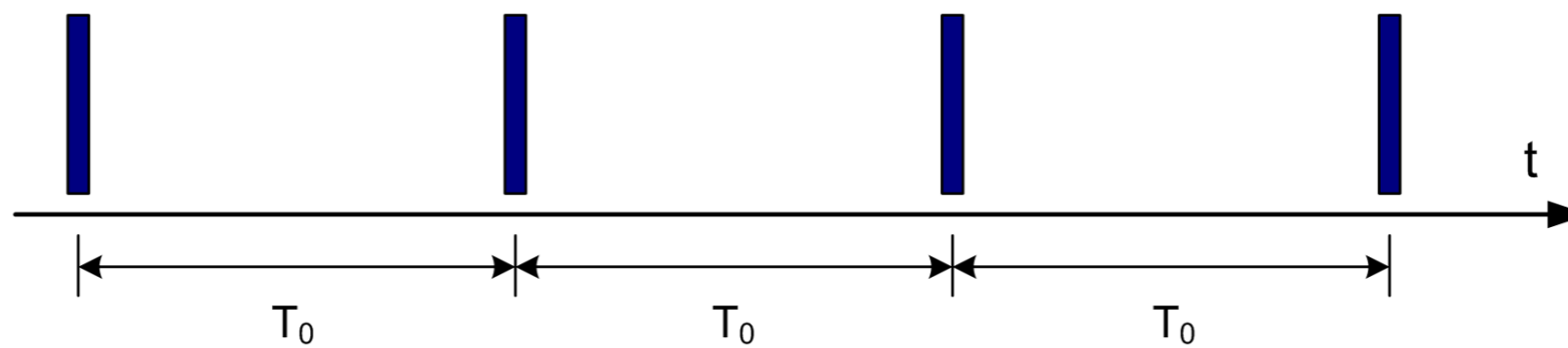
Tipos de comunicação publicador/assinante (serviço GSE):

- *GSSE - Generic Substation Status Event*: novo nome para a mensagem GOOSE do protocolo UCA. Somente suporta uma estrutura fixa de dados para ser publicado.
- *GOOSE – Generic Object Oriented Substation*: Transmite conjunto de dados organizados em um Data-Set definido pelo usuário. Possui tag de prioridade e suporta VLAN.

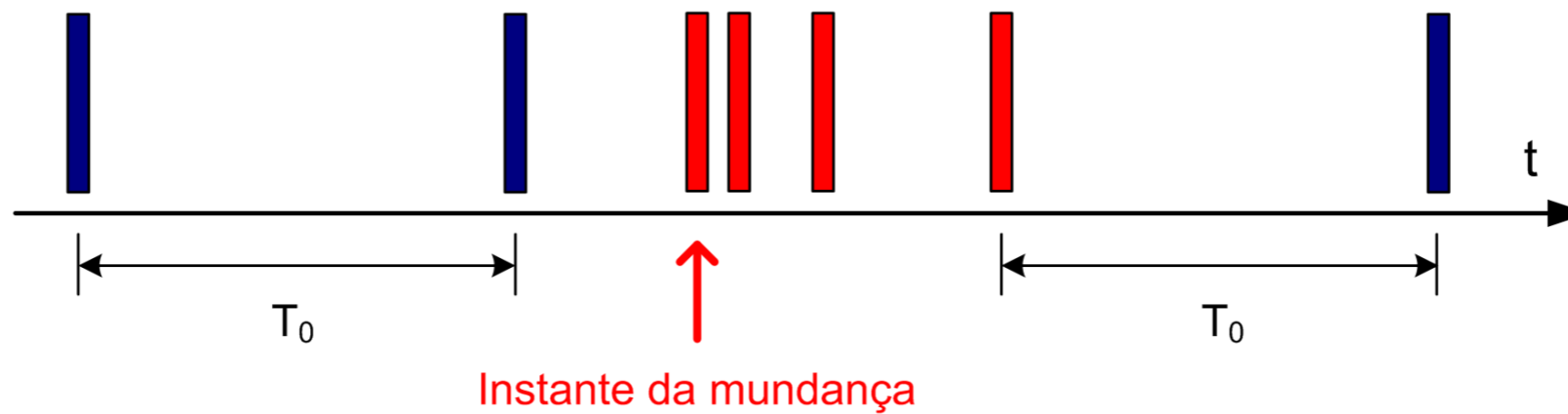


Mecanismo de transmissão das mensagens GOOSE

Transmissão da mensagem GOOSE sem mudança na informação do Data-Set



Transmissão da mensagem GOOSE com mudança na informação do Data-Set



$$T_0 < 1024 \text{ ms}$$

Arquitetura dos SAS baseados em IEDs e no Protocolo IEC 61850

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Arquitetura dos SAS baseados em IEDs e no protocolo IEC 61850

- Os dois principais marcos, em termos de impacto nas soluções de arquitetura para o SAS, observados na evolução tecnológica na área de proteção/automação, ao longo das duas últimas décadas, foram:
 - Desenvolvimento dos modernos IEDs, com elevada capacidade computacional, englobando funções de proteção, medição, controle, supervisão, oscilografia, registro de eventos e localização de falta.
 - Desenvolvimento da norma IEC 61850

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

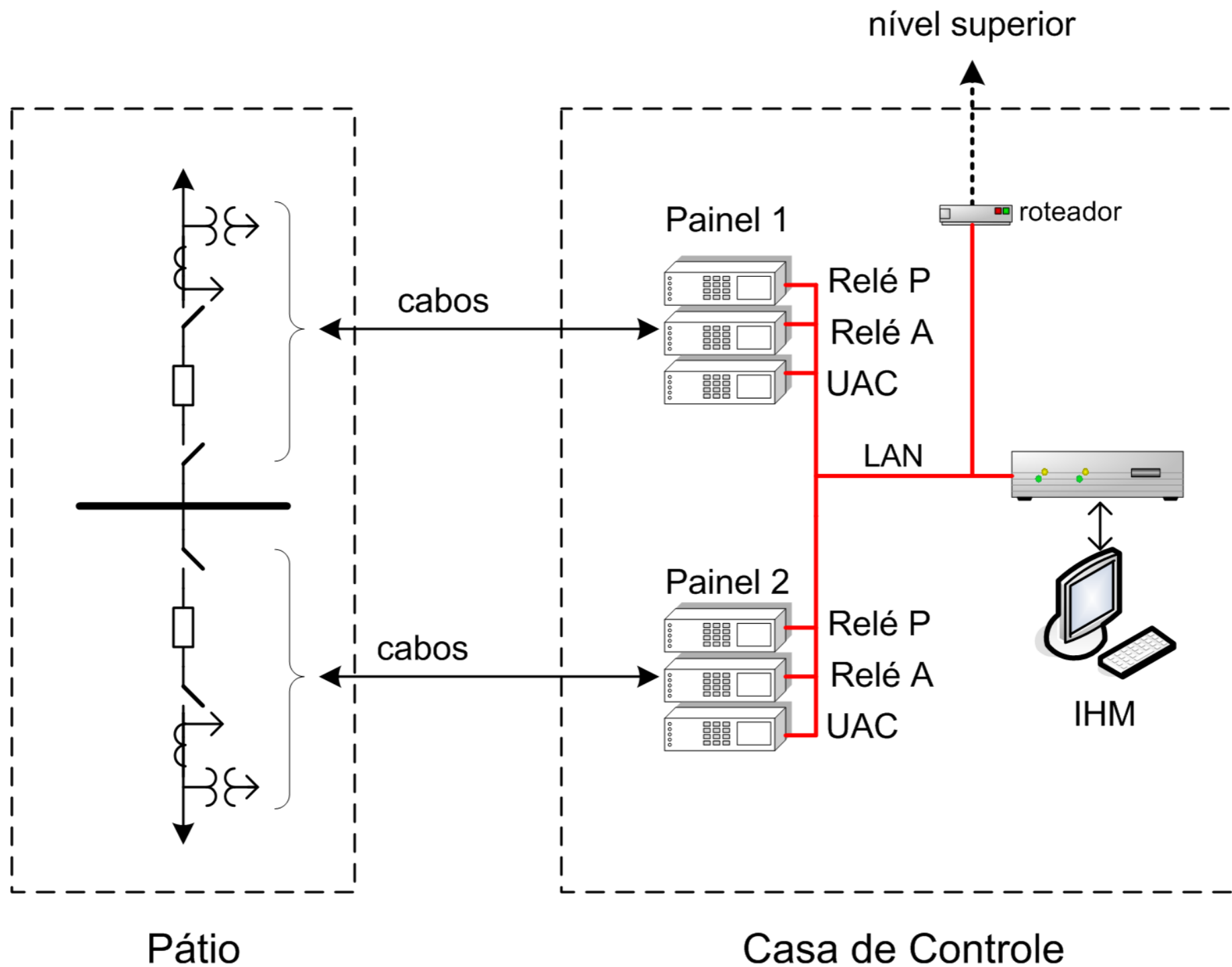
Arquitetura dos SAS baseados em IEDs e no protocolo IEC 61850

- A aplicação da IEC 61850 e a utilização de IEDs leva a uma arquitetura funcionalmente distribuída para o SAS, com uso intensivo dos serviços de comunicação, via rede de comunicação, para a troca de informação entre os IEDs. Isso permite uma redução na cablagem de controle utilizada anteriormente para essa finalidade.
- A instalação dos diversos componentes do SAS pode ser realizada de forma fisicamente mais centralizada, isto é, todos os IEDs instalados na Casa de Controle da SE, ou de forma mais distribuída (IEDs instalados no pátio da SE, junto aos equipamentos primários).
- A seguir são analisadas, de maneira simplificada, as principais alternativas de arquitetura, desde as em uso atualmente até as esperadas para um futuro próximo, quando a utilização do conceito de *barramento de processo*, previsto na IEC 61850, se tornar uma realidade na prática.

- a)- Arquitetura fisicamente centralizada
 - A instalação de todos os equipamentos do SAS é realizada na Casa de Controle da SE, inclusive dos IEDs que interfaceiam os equipamentos primários e são responsáveis pela proteção e controle dos mesmos.
 - A vantagem dessa solução encontra-se na proximidade entre os diversos pontos de controle, o que facilita a rotina operacional, principalmente durante sequências operativas mais sofisticadas.
 - A principal desvantagem desta arquitetura é que os cabos dos sinais analógicos (tensão e corrente) provenientes dos transformadores de instrumentação, juntamente com os cabos de status e comando dos equipamentos primários precisam ser levados desde esses equipamentos até a sala de controle.
 - Estima-se que entre 200 a 500 cabos de sinal/controlado, por bay de linha, podem ser necessários. Existe um grande quantidade de material e trabalho para montagem, instalação e teste dessa fiação.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Arquitetura fisicamente centralizada



Canaleta com cablagem de sinal e controle











- Na solução apresentada, para aumento da confiabilidade utiliza-se um esquema de proteção duplicada (Proteção Principal + Proteção Alternada). Nos níveis de tensão mais baixos, principalmente na média tensão, esse esquema não é utilizado.

- Na solução mostrada, a função de controle é implementada separadamente das funções de proteção, utilizando uma UAC específica para essa finalidade (*controlador de bay*).

- Exemplos de funções que pode ser alocadas no controlador de bay:
 - Medição indicativa;
 - Comandos manuais (abrir/fechar) para as seccionadoras e disjuntor;
 - Lógicas de intertravamento;
 - Chaveamento automático sequencial durante manobras ou após faltas (ex: transferência automática de barra, substituição de disjuntor para manutenção);
 - Controle de tensão através de OLTC
 - Monitoração de transformadores
 - Desligamento programado de cargas

- Como o controlador de bay é responsável pela medição indicativa, ele é conectado com os TCs de medição, enquanto os relés de proteção são conectados nos TCs de proteção.

- O controlador de bay pode ser eliminado, com suas funções passando a ser implementadas nos relés de proteção, caso as seguintes condições sejam atendidas:
 - Os TCs de proteção apresentem precisão compatível com o exigido pela função de medição indicativa;
 - Os relés de proteção devem possuir a capacidade de I/O digital exigido pelas funções de controle;
 - A lógica programável dos relé de proteção deve possuir a capacidade de processamento necessária para implementar os esquemas lógicos exigidos pelos equipamentos primários e arranjos de barramentos existente na SE.

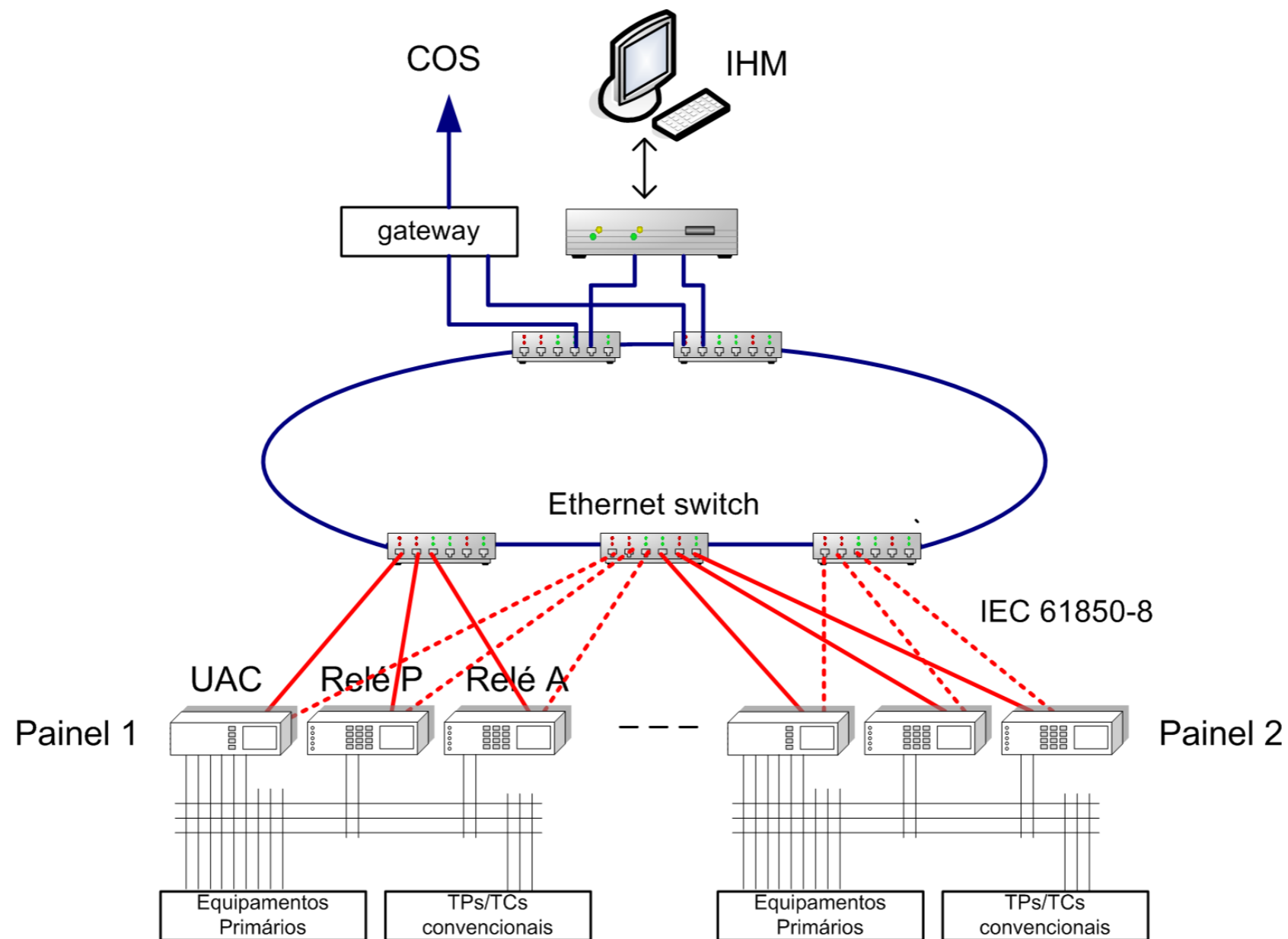
SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Arquitetura dos SAS baseados em IEDs e no protocolo IEC 61850

- A figura a seguir mostra os componentes do SAS interligados através de uma rede local padrão Ethernet. Os IEDs estão conectados à LAN através de uma configuração estrela que pode ser redundante ou não.
- Para o caso de conexão redundante (linhas tracejadas) é necessário que os IEDs disponham de duas portas Ethernet operando em *failover mode*. Atualmente, essas portas são normalmente para 100 Mbps.
- No exemplo apresentado, os diversos *switches* que constituem a LAN, são conectados em anel (1Gbps). Caso ocorra falha em qualquer trecho do anel, o algoritmo *spanning tree*, existente nos *switches*, promove a recomposição do caminho percorrido pelos pacotes em até 100 ms.
- O SAS constitui-se, dessa forma, por 3 níveis:
 - Nível de estação: com IHM para operação local e *gateway* para comunicação com os níveis superiores (COS)
 - Nível de bay: com os IEDs para proteção e controle
 - Nível de processo: junto aos equipamentos primários

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

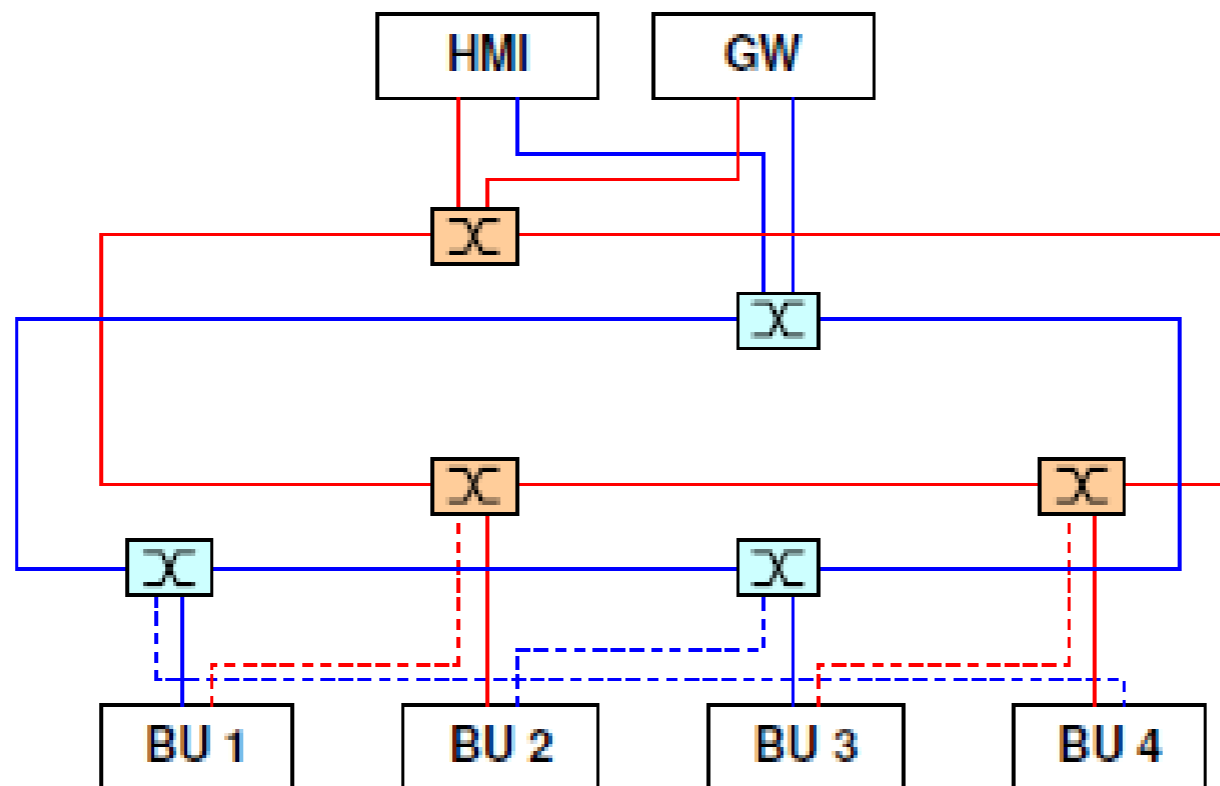
Arquitetura dos SAS baseados em IEDs e no protocolo IEC 61850



SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Arquitetura dos SAS baseados em IEDs e no protocolo IEC 61850

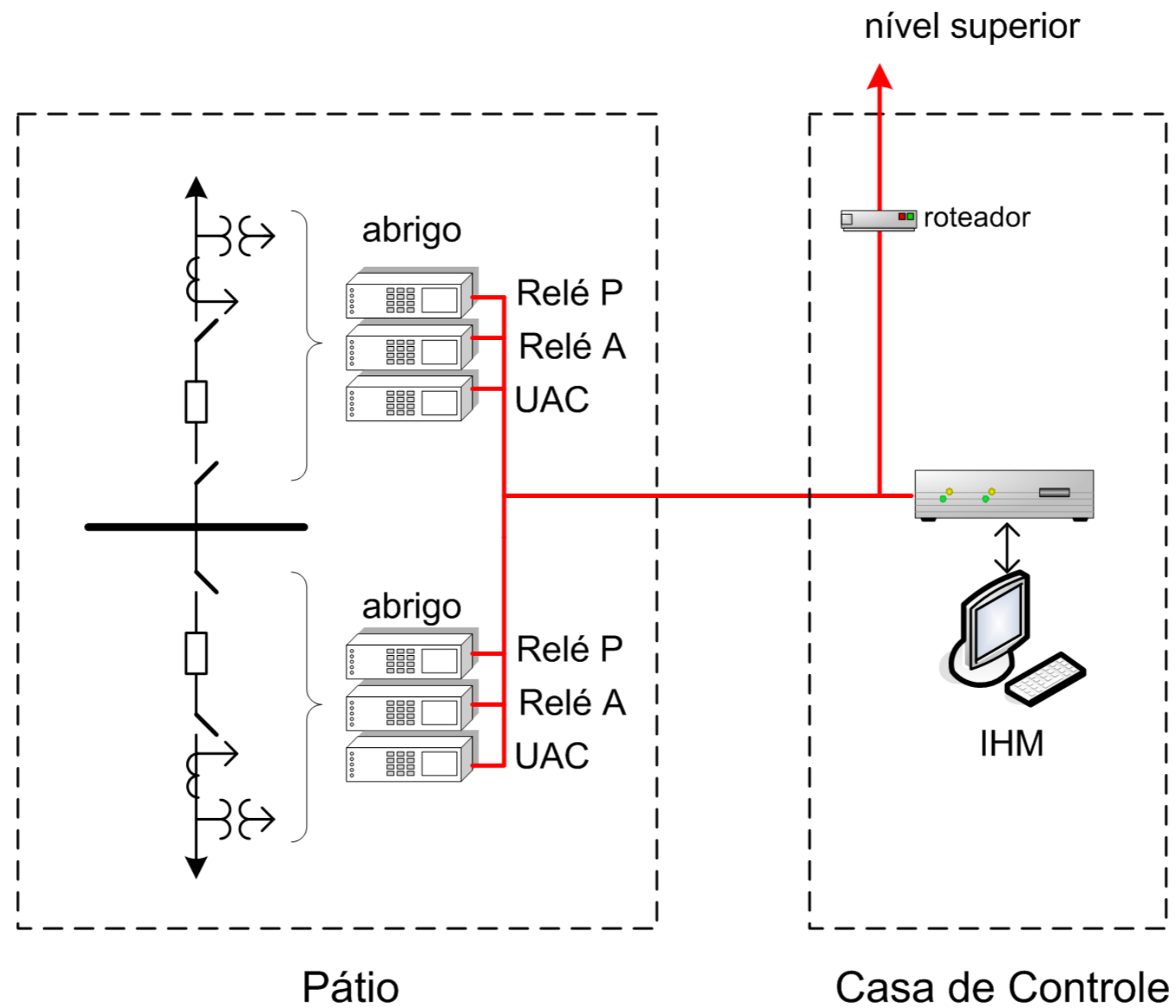
Exemplo de arquitetura de rede com conexão dos *switches* conectados em duplo anel



- b)- Arquitetura fisicamente descentralizada
 - Neste caso, os IEDs (relés de proteção e UAC) estão fisicamente distribuídos, instalados em painéis abrigados no pátio da SE, junto aos equipamentos primários do bay.
 - Nesta configuração, o comprimento dos cabos de sinais e controle que interligam os equipamentos da SE aos IEDs é sensivelmente reduzido, o que representa uma vantagem importante.
 - A comunicação entre os IEDs e o processador central é feita através dos serviços de comunicação da IEC 61850 via rede Ethernet.
 - Em caso de perda da comunicação, as funções de controle do bay implementadas na UAC (controlador de bay) ou nos relés de proteção poderão continuar sendo realizadas a nível de vão. Já controles/automatismos que envolvam comunicação com outros vão não poderão ser realizadas.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Componentes do SAS





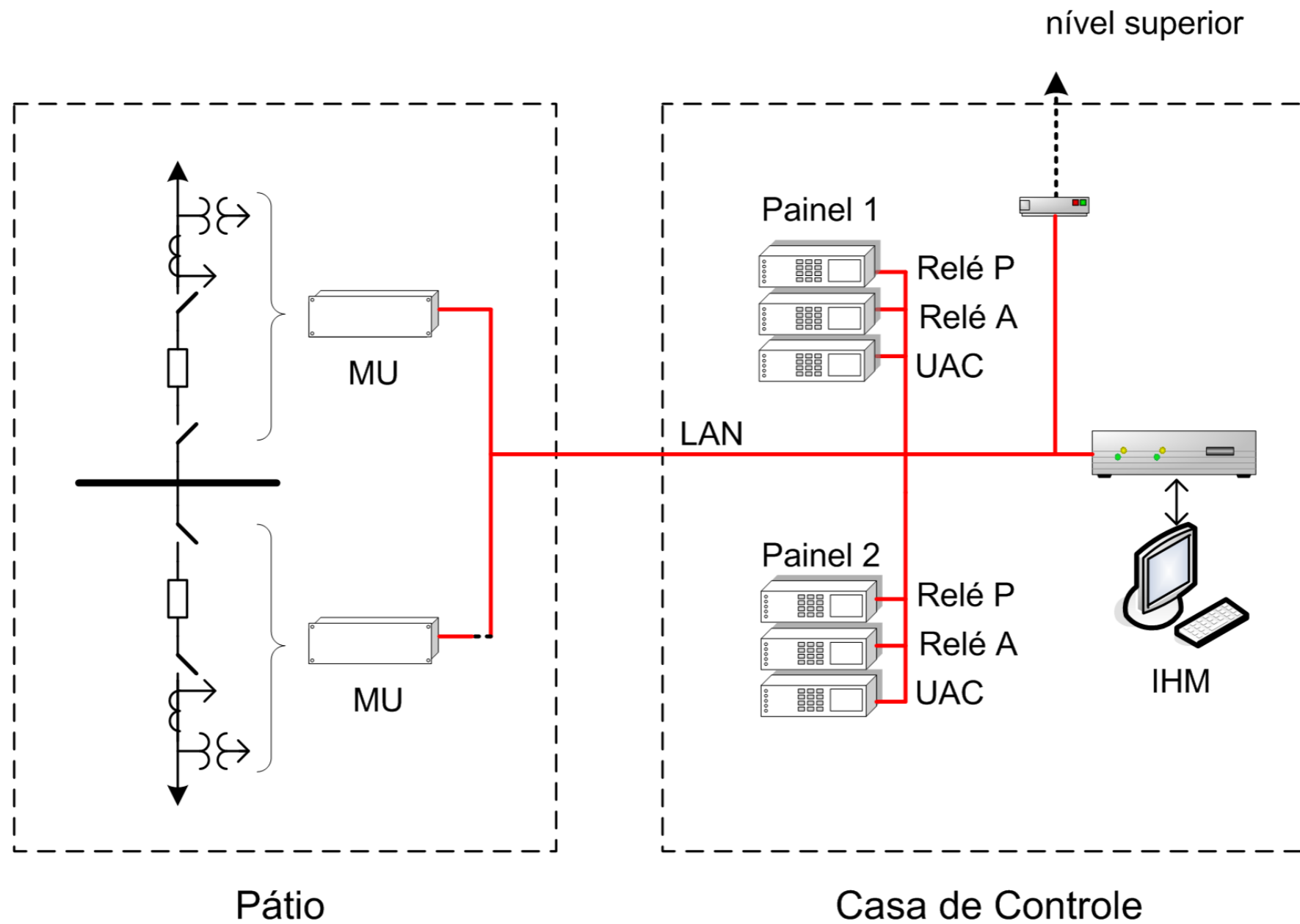
Benefícios da instalação IEDs no Pátio - SE 500 kV

Projeto Convencional IEDs na Sala de Controle	Projeto Moderno IEDs no Pátio da SE	Benefícios
Utilização de 280.000 metros de cabos de cobre	Utilização de 56.000 metros de cabos de cobre + 5.000 metros de fibra ótica	80% de redução dos cabos de cobre
Utilização de 12 funcionários por 120 dias	Utilização de 12 funcionários por 30 dias	75% de redução no tempo de instalação
Custo da instalação US\$ 69.000,00	Custo da instalação US\$ 16.000,00	77% de redução com custos de instalação
Custos com materiais US\$ 571.000,00	Custos com materiais US\$ 129.000,00	77% de redução com custos de materiais

- C)- arquitetura baseada no barramento de processo da IEC 61850
 - Esta solução de arquitetura encontra-se prevista na IEC 61850 e espera-se que em futuro próximo torne-se uma realidade no setor elétrico.
 - Esta arquitetura considera o uso de TPs e TCs não convencionais (por ex. ópticos) nos quais o processo de digitalização dos sinais analógicos é realizada no próprio transformador de instrumentação.
 - No caso de TP e TC convencionais, estes poderiam ser associados a equipamentos, denominados *Merging Unit*, que realizariam a digitalização dos sinais no pátio, junto aos transformadores.
 - O sinal digitalizado seria transmitido, utilizando o serviço de comunicação *sampled-value* da IEC 61850, desde as *Merging Unit* até os IEDs, instalados na sala de controle, através de uma rede denominada “barramento de processo”.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Componentes do SAS



SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Arquitetura dos SAS baseados em IEDs e no protocolo IEC 61850

- Essa solução apresenta as seguintes vantagens:
 - Os IEDs encontram-se instalados na casa de controle, o que facilita as atividades operacionais e oferece um ambiente mais protegido das interferências eletromagnéticas.
 - Os cabos de sinais e controle entre os equipamentos instalados no pátio e a casa de controle são praticamente eliminados, com grande redução nos custos de projeto, instalação, comissionamento e manutenção.
- A desvantagem dessa arquitetura reside no fato de se ter o desempenho da proteção e controle dependente da rede de comunicação cujos aspectos de confiabilidade e redundância ainda devem ser melhor avaliados.

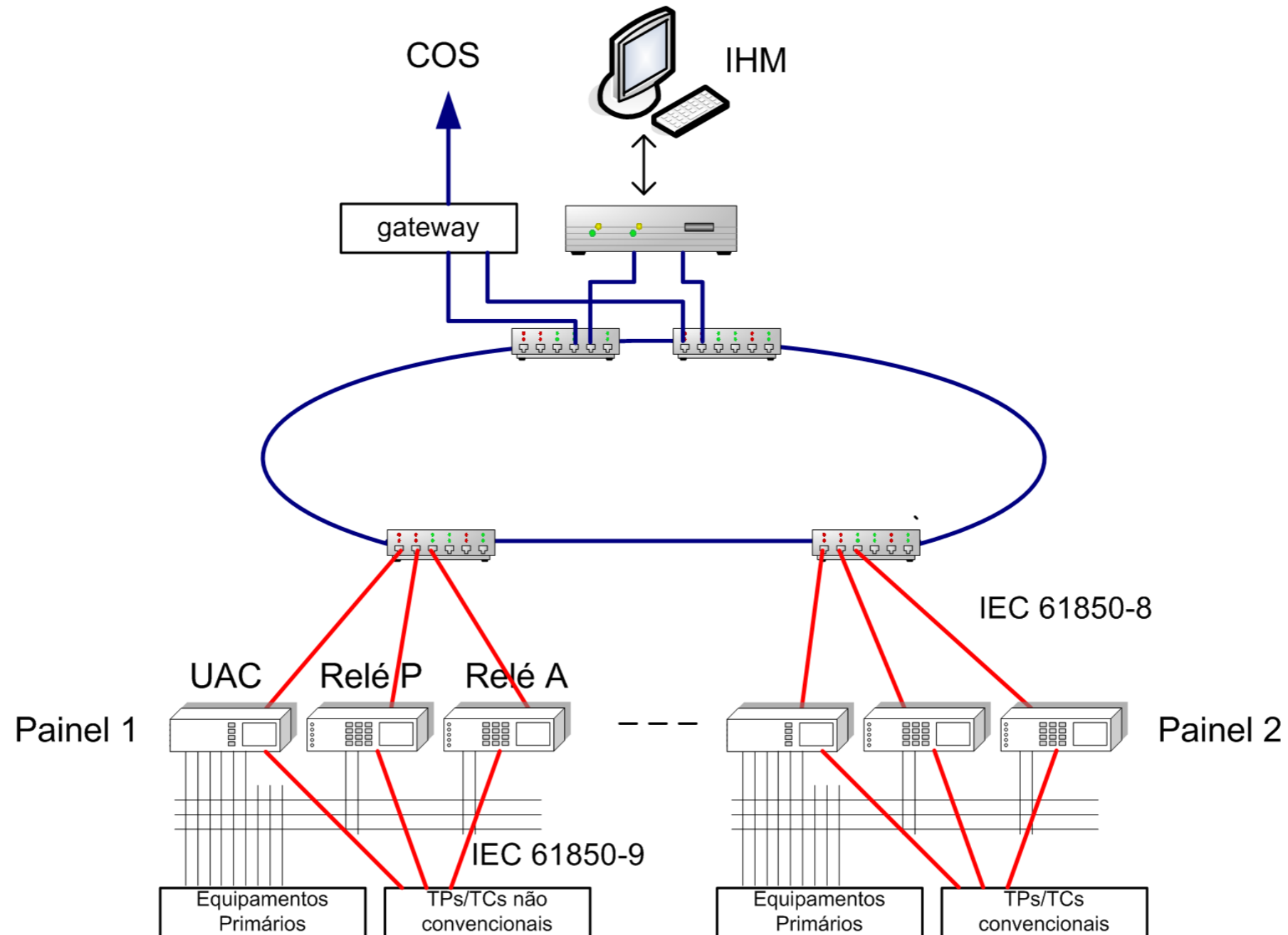
SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Arquitetura dos SAS baseados em IEDs e no protocolo IEC 61850

- Existem diversas configurações possíveis e distintas para a arquitetura baseada no barramento de processos. A configuração que irá prevalecer irá depender de uma série de fatores, tais como, confiabilidade, carga computacional nas portas de comunicação, etc.
- O desenvolvimento dessas configurações também poderá ocorrer através de etapas intermediárias. As figuras a seguir apresentam uma rápida discussão sobre essas possíveis etapas:
 - Configuração A: considera o uso de transformadores de instrumentação não convencionais, operando com o barramento de processo (IEC 61850-9). A comunicação desses transformadores com os IEDs utiliza uma conexão serial ponto a ponto. Considera-se que os equipamentos primários (disjuntores e seccionadoras) ainda são convencionais, e controlados através de fiação de cobre.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Componentes do SAS



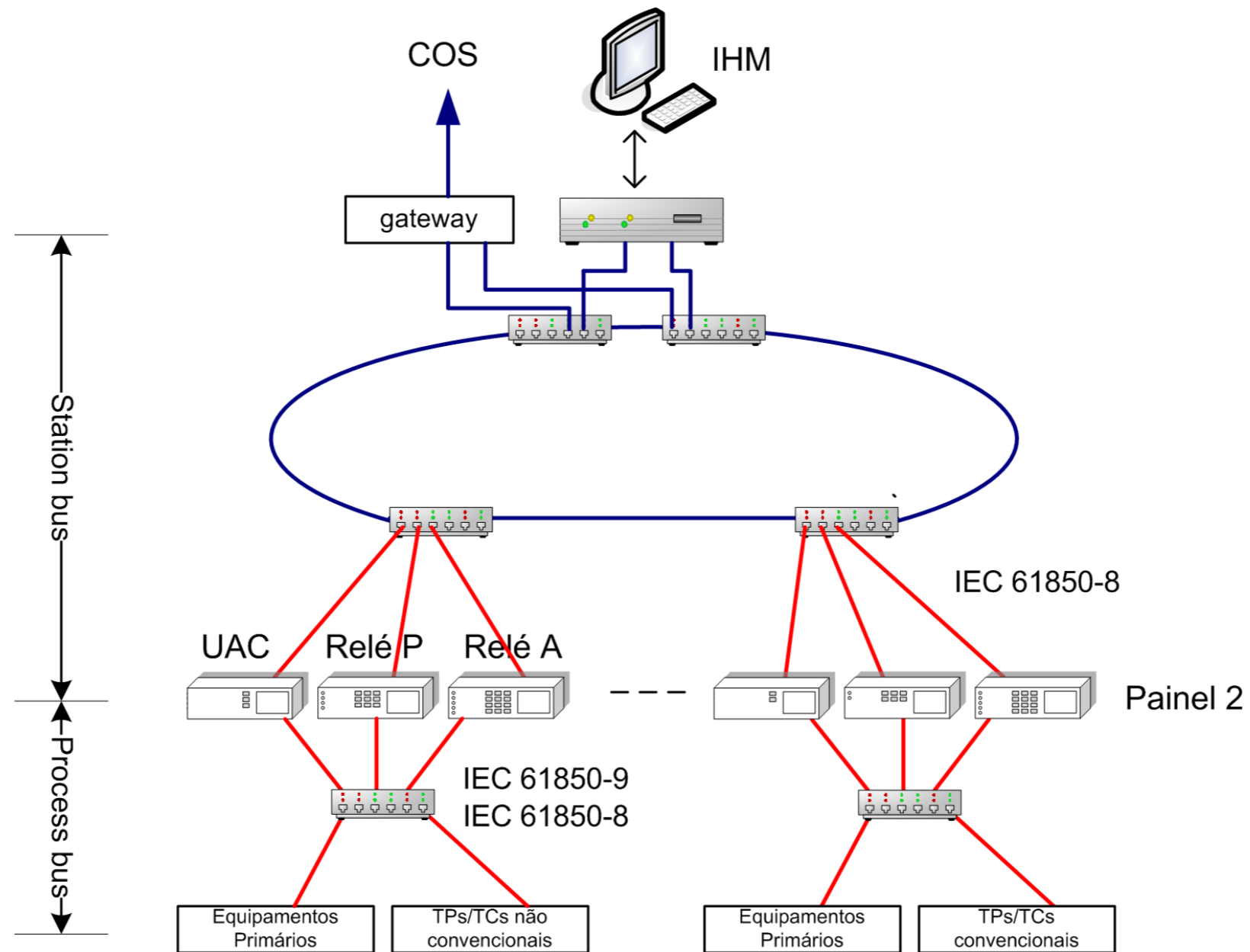
- Configuração B: Como próximo passo, considera-se os disjuntores e seccionadoras utilizando dispositivos de acionamento equipados com uma interface de comunicação Ethernet.

Esse tipo de interface pode facilmente ser implementada, por exemplo, em um disjuntor acionado por servomotor. Neste caso, comandos e monitoração de status são realizados via LAN, com eliminação de toda fiação entre IED e equipamentos primários.

Não se utiliza mais uma conexão ponto a ponto no barramento de processo, mas sim uma rede com *switch*. Nesse barramento utiliza-se os serviços de comunicação de valores amostrados (61850-9) e GOOSE (61850-8).

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Componentes do SAS



- Configuração C: não há separação entre *station bus* e *process bus*. Essa arquitetura permite acesso de dados transparente em toda a subestação, inclusive dos valores amostrados. O carregamento da rede de comunicação eventualmente terá de ser limitado com o uso de VLAN.

SAS – Sistemas de Automação de Subestações

Componentes do SAS

