

**SISTEMAS ELÉTRICOS DE
POTÊNCIA:
AUTOMAÇÃO**

José Antonio Jardini

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Departamento de Engenharia de Energia e
Automação Elétricas

1. Sistemas digitais
2. Configuração dos sistemas digitais de automação
3. Proteção de redes elétricas
4. Automação de subestações
5. Automação de usinas hidroelétricas
6. Automação da distribuição de energia elétrica

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

CAPÍTULO I

OS SISTEMAS DIGITAIS PARA AUTOMAÇÃO ELÉTRICA

1.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas digitais têm sido utilizados para a automação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O termo Automação Elétrica tem sido usado para designar estes sistemas digitais que são utilizados para supervisão, comando, controle e proteção dos vários componentes do sistema elétrico.

Estes sistemas podem ser classificados, quanto ao processo a que estão relacionados em:

- Sistemas de supervisão do sistema de potência.
- Sistema de automação de subestações.
- Sistema de automação de usinas.
- Sistema de automação da distribuição.

Distinguem-se quanto às funções de comando, controle, supervisão e proteção que neles estão instaladas, portanto aos seus objetivos. Eles trocam informações entre si, de forma a executar suas funções, sem duplicação na coleta de dados e nas ações, estando ligados entre si através de uma rede de comunicação de dados que constitui a espinha dorsal destes sistemas.

De forma a melhor entender este inter-relacionamento, a seguir são apresentadas descrições gerais destes sistemas, sendo que alguns deles serão posteriormente detalhados.

1.2 SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DO SISTEMA DE POTÊNCIA

Este sistema, também denominado Sistema de Supervisão e Controle (SSC), ou Despacho de Carga, ou Sistema de Gerenciamento da Energia (*EMS: Energy Management System*), provê os meios para coordenação da operação e da manutenção do sistema elétrico, isto visto de uma forma global.

O SSC é composto por vários níveis hierárquicos de ação. Na Fig. 1.2-1 é mostrado um exemplo deste sistema onde podem ser identificados os seguintes níveis:

UAC- Unidade de Aquisição de Dados e Controle.
COR- Centro de Operação Regional
COS- Centro de Operação do Sistema

1.3 SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

O sistema digital de automação de subestação visa prover os meios para operação e manutenção desta. Ele se caracteriza por dois níveis hierárquicos: o nível interface com o processo e aquisição de dados; e o nível de comando e supervisão também denominado Sistema Central.

No nível de interface com o processo encontram-se as unidades de aquisição de dados (UAC) e os outros equipamentos dedicados como os reles de proteção (digital ou não), os equipamentos de oscilografia, as unidades para intertravamento, e os controladores de equipamentos tipo compensador estático por exemplo.

No nível do Sistema Central desenvolvem-se várias funções algumas das quais estão listadas a seguir:

- Sinalização ou monitoração de estado (*status*) de equipamentos.
- medição.
- proteções:
 - de linha,
 - de transformador,
 - de barra,
 - de reator,
 - por perda de sincronismo, etc.
- monitoração das proteções
- religamento automático
- estimativa de localização de falta na linha
- telecomando
- proteção por falha de disjuntor
- controle de equipamentos de chaveamento (intertravamento)
- seqüência automática de chaveamentos
- monitoração de sobrecarga em transformadores

- controle local de tensão e fluxo de reativo
- corte seletivo de cargas (*load shedding*)
- sincronização
- alarmes
- indicação e registro de seqüência de eventos
- oscilografia
- interface homem-máquina
- impressão de relatórios
- interface com COR/COS e outros sistemas
- autodiagnose

Este sistema central é normalmente composto por vários microcomputadores ou estações de trabalho (*workstation*) ligados em rede de área local (LAN : *Local Area Network*). Os equipamentos digitais do nível de interface com o processo, se ligam ao Sistema Central diretamente na rede local ou através de processadores de comunicação encarregados de receber as informações e transmiti-las para a rede.

Existem várias filosofias de comunicação, de divisão do sistema em módulos, e mesmo de quais funções ficam no Sistema Central ou próximo do processo. O uso de relés digitais exerce grande impacto na definição da filosofia destes sistemas.

Na Fig. 1.3-1 apresenta-se uma arquitetura típica de um destes sistemas. No Brasil existem várias subestações digitalizadas, com inclusive proteção digital, como por exemplo: Ipiranga (São Paulo), Metropolitana de Ribeirão Preto, dentre outras.

Nota: A LAN pode ser simples ou duplicada e as funções acima podem ser agrupadas em mais ou menos processadores dependendo da importância da subestação.

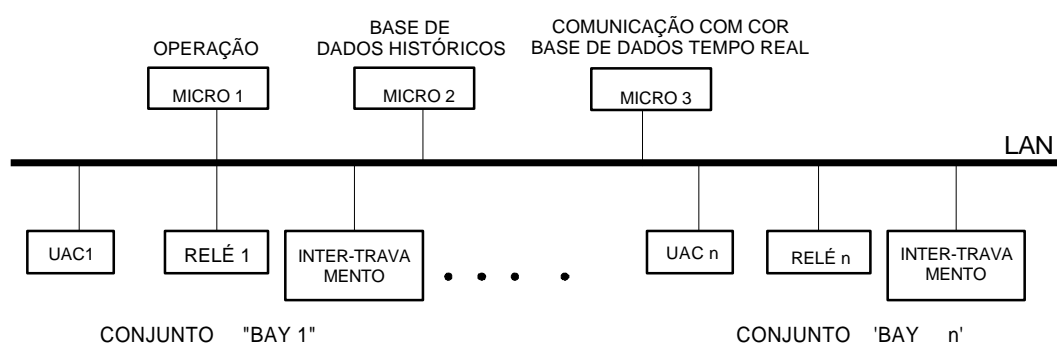


Fig. 1.3-1 Sistema de automação de subestação

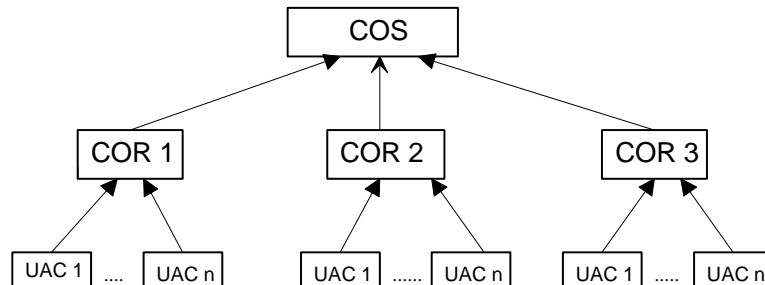


Fig. 1.2-1 SSC.- Sistema de supervisão e controle: níveis hierárquicos

Nas UAC desenvolvem-se a aquisição de dados do processo e o comando de manobra de equipamentos. Neste nível encontram-se a interface com o processo e as seguintes funções são a ele associadas:

- Entrada de Dados - Variáveis Analógicas: aquisição de valores de tensão, corrente, temperaturas, níveis de reservatório, dentre outros.
- Entrada de Dados - Variáveis Digitais: aquisição de informação sobre o estado ou posição de disjuntores (aberto ou fechado), de chaves, ou de equipamento ligado ou desligado.
- Saídas Digitais: mudança de posição de contato aberto/fechado permitindo assim o telecomando de equipamentos e dispositivos (chaves, disjuntores etc.)
- Saídas Analógicas: fornecimento de valores contínuos para ajuste da referência (*set point*) de componentes eletrônicos dedicados de controle, como os reguladores de tensão e de velocidade de geradores, e sinais para medidores analógicos tipo amperímetros.

Normalmente são instaladas uma ou mais UAC para cada subestação e usina. Os dados relativos a elas são comunicados aos COR via canal de telecomunicações (tipicamente a microonda). Cumpre notar neste ponto que apenas os dados mais significativos da estação dizem respeito às atividades do SSC. Por exemplo, são de interesse ao SSC o estado dos disjuntores das linhas, geradores e transformadores, as potências ativas e reativas em cada elemento, e a tensão nos vários trechos de barra. Outros dados não têm interesse ao SSC, como por exemplo, o estado dos disjuntores do serviço auxiliar da estação.

No COR ocorrem a operação e o atendimento das subestações e usinas de uma região da área global. Dele partem por exemplo os sinais de telecomando dos disjuntores, os sinais para partir e conectar um dado gerador na usina, e chegam todos os dados coletados nas UAC. No COR está localizado um sistema computacional que possui a interface homem-máquina (IHM) adequada ao operador da rede regional. A IHM permite a ele tomar o conhecimento dos alarmes, da seqüência de eventos, das medições, bem como executa os telecomandoss. Em resumo, reside no COR a função SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

No COS encontram-se as facilidades para a operação global centralizada do sistema e a coordenação da geração e carga. No COS está localizado um sistema digital, onde encontram-se as funções denominadas de "alto nível"; onde são obtidas as informações necessárias a operação adequada e segura do sistema. Algumas destas funções são:

- Previsão de carga ligada, em base horária.
- Programação hidro energética, previsão de cheias e vazões efluentes nos reservatórios.
- Fluxo de potência.
- Estimador de estado.
- Análise de contingência (análise de segurança).
- Otimização da geração e transmissão.
- Controle automático de geração (CAG), ou o controle de carga e frequência.
- Coordenação da manutenção, etc.

No COS são ligadas muitas vezes as UAC correspondentes à malha principal do sistema. Portanto nele pode estar também incluída a função SCADA.

Tanto no COR como no COS encontram-se facilidades para geração de relatórios gerenciais e técnicos. Na Fig. 1.2-2 é mostrado o esquema de um sistema de transmissão com um SSC. Na Fig. 1.2-3 é mostrado um outro SSC onde estão incorporados outros níveis de ação tais como:

- COU: Centro de Operação de um conjunto de Usinas.
- CAU: Centro de Atendimento de um conjunto de Usinas.
- OS: Centro de Operação de um conjunto de Subestações.
- CAS: Centro de Atendimento de um conjunto de Subestações.
- COD: Centro de Operação da Distribuição.

No Brasil existem vários SSC em operação, podendo ser citados dentre outros os sistemas das empresas: ELETROBRÁS (COS em Brasília), FUNAS (Rio), ELETRONORTE (Brasília), ELETROSUL, (Florianópolis), CESP (Bom Jardim), CPFL (Campinas).

Estes SSC citados necessitam trocar informações entre si, visto que todos os sistemas de transmissão são interligados e portanto interdependentes.

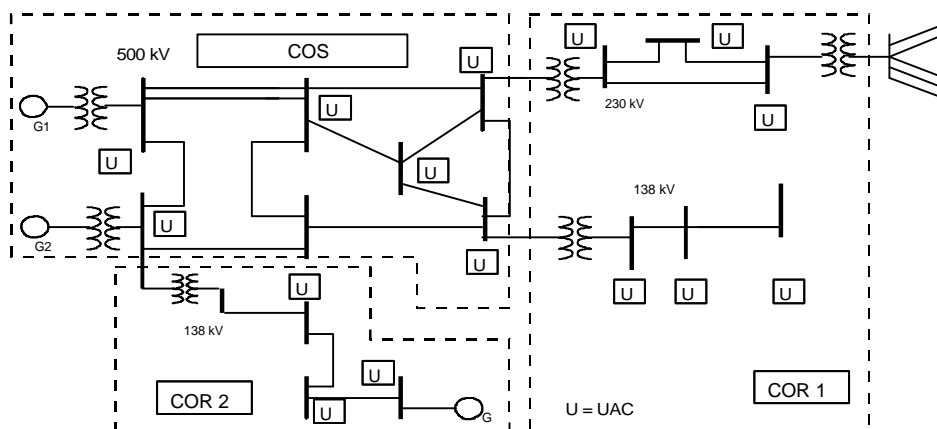


Fig. 1.2-2 Sistema de potência e SSC

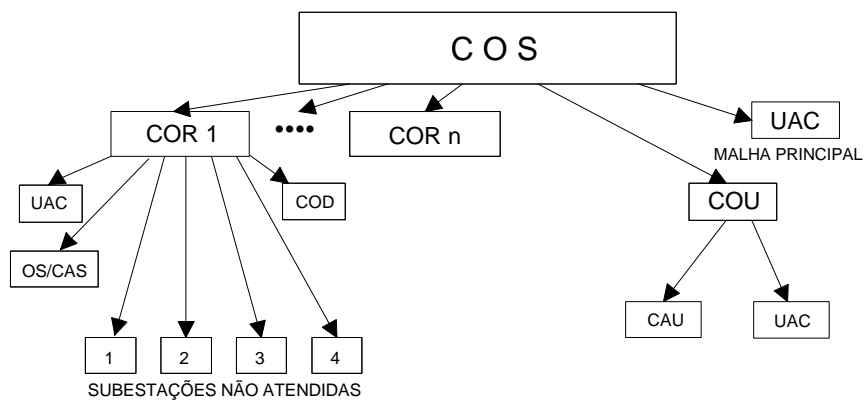


Fig. 1.2-3 SSC com outras funções hierárquicas

1.4 AUTOMAÇÃO DE USINAS

O sistema digital de usina visa prover os meios para a operação e manutenção desta. Tem configuração semelhante ao sistema de automação de subestação. Na Fig. 1.4-1 é mostrado um exemplo deste sistema.

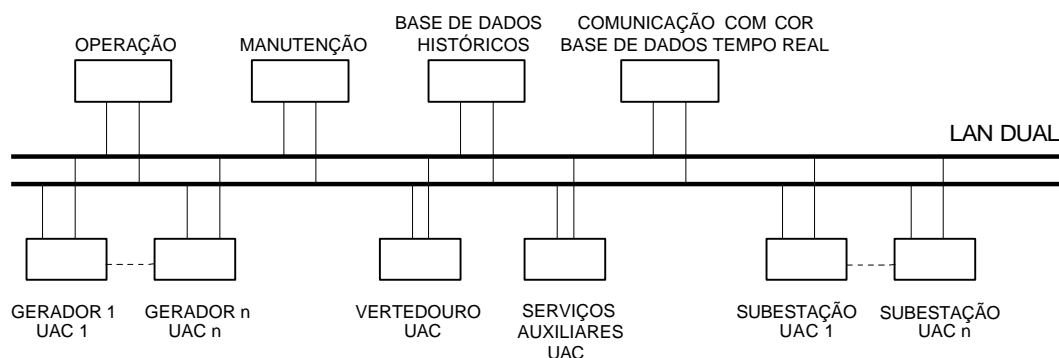


Fig. 1.4-1 Sistema de automação de usinas

As unidades de interface com o processo podem ser compostas por vários módulos, por exemplo a UAC do gerador pode ter um módulo para automatismo, outro para seqüência de eventos e outro para as proteções. Estas interfaces com o processo se integram com os reguladores de tensão, de velocidade dos geradores, e com os controladores locais como os das comportas do vertedouro, por exemplo. Dentre outras, as seguintes funções fazem parte deste sistema:

- Medições, comando, controle e proteção
- Alarmes
- Seqüência de eventos
- Supervisão de estado de equipamentos
- Partida, parada, sincronização de grupos geradores
- Supervisão, controle, proteção da subestação elevadora
- Despacho da usina, consistindo do controle conjunto ou individual:
 - de potência ativa
 - de tensão/reactivos
- Proteção dos geradores
- Operação automática dos vertedouros, etc.

Nas grandes usinas hidroelétricas, a este sistema principal se integram subsistemas independentes construídos para diversas atividades específicas como por exemplo: supervisão (*on line*) das máquinas (vibração, temperatura, descargas parciais, verificação do entreferro); aquisição e supervisão dos dados hidro meteorológicos; etc.

Várias usinas possuem sistema digital de supervisão e controle com vários níveis de complexidade. Exemplos de sistemas avançados no Brasil são encontrados na usina de Tucuruí (ELETRONORTE), Salto Segredo (COPEL), Xingó (CHESF).

1.5 SISTEMA DE AUTOMAÇÃO OU INFORMATIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

No que se refere ao sistema de distribuição de energia elétrica, a automação constitui na integração de várias atividades operacionalizadas por subsistemas digitais específicos.

Na Fig.1.5-1 é mostrado esquematicamente o que pode ser concebido como uma Automação da Distribuição, podendo lá identificar vários subsistemas cujos objetivos são descritos a seguir.

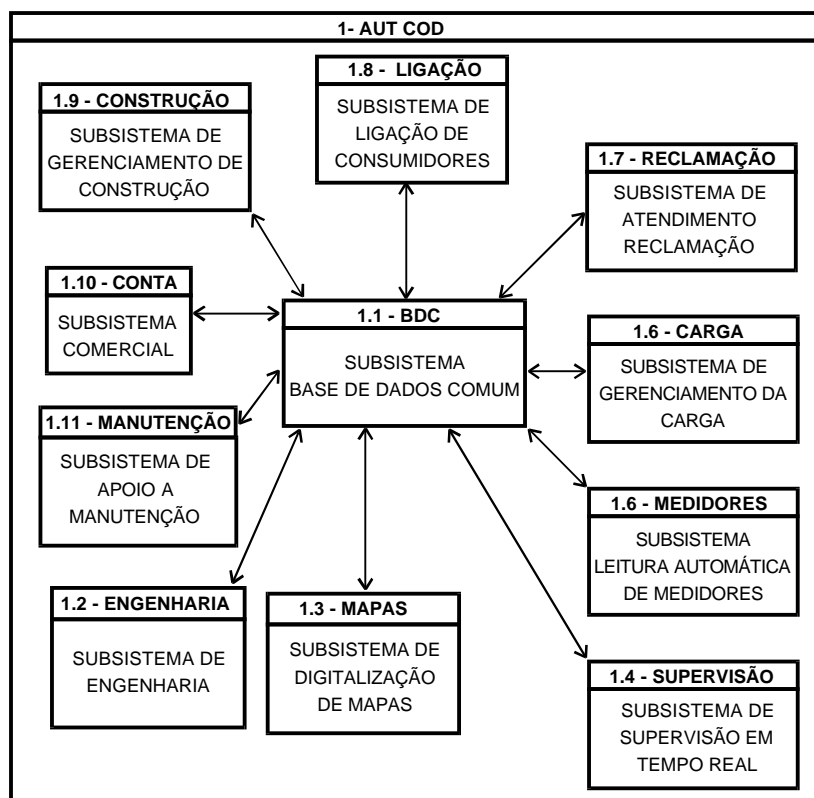


Fig. 1.5-1 Automação da distribuição

O Subsistema de Base de Dados Comum contém o cadastro de todos os equipamentos da rede de distribuição e seus atributos.

O Subsistema de Engenharia consiste num grande banco de dados onde as partes da rede são cadastradas (trechos de alimentadores, transformadores, rede secundária) junto com os consumidores. Através deste sistema é possível por exemplo localizar as coordenadas cartesianas do local de um equipamento ou de um consumidor, ou fazer estudos de planejamento da rede.

O Subsistema de Digitalização de Mapas (AM/FM/GIS - *Automated Mapping/Facilities Management/Geographic Information System*) utiliza programas digitais específicos e é usado para mapear a rede e consumidores em um sistema de cartografia mostrado na tela do computador.

Os três subsistemas seguintes referem-se a atividades em tempo real para a operação do sistema. Às vezes o termo Automação da Distribuição é usado apenas para estes subsistemas.

O Subsistema de Supervisão em Tempo Real provê os meios para operação da rede primária e subestação de distribuição. Se caracteriza pela aquisição de dados (tensões, correntes, estado dos disjuntores) nos vários pontos da rede, e pelo telecomando de disjuntores e chaves.

O Subsistema de Leitura Automática de Medidores permite que o consumo do cliente seja identificado remotamente na sala de operação, onde passa a ser emitida a sua conta de luz.

O Subsistema de Gerenciamento da Carga completa o subsistema de tempo real, e provê os meios para ligar ou desligar a carga de certos consumidores, no todo ou em parte, por período determinado, sendo usado para reduzir o pico de carga do sistema. Permite também mandar sinais de ajuste aos medidores de energia quando este está localizado em uma região com tarifa diferenciada, na hora de ponta.

O Subsistema de Atendimento a Reclamação coordena as chamadas telefônicas pela linha 196 e providencia o atendimento. O Subsistema de Ligação de Consumidores opera a linha 120 para atender a solicitação de ligação de novos clientes, e prover informações diversas.

O Subsistema de Gerenciamento da Construção e o Subsistema de Apoio à Manutenção agilizam e organizam estas atividades.

O Subsistema Comercial é aquele utilizado pela empresa para produção das contas de luz.

Nos próximos capítulos, os sistemas de automação de subestações, de usinas e da distribuição serão tratados mais detalhadamente.

CAPÍTULO 2

CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS DIGITAIS DE AUTOMAÇÃO

2.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas digitais para todos os tipos de automação elétrica são constituídos por subsistemas e módulos com características semelhantes. Na Fig. 2.1-1 é mostrado de uma forma geral este sistema.



Fig. 2.1-1 Subsistemas e módulos

2.2 SISTEMA CENTRAL

O sistema Central era, em muitos casos, composto por computadores de grande porte ligados em configuração dual (ou com maior redundância). Na queda de um computador o outro assume automaticamente (*hot stand by*) as funções do sistema sem restrição ou com restrição parcial das suas funções.

Com o advento dos microcomputadores, estações de trabalho e redes locais, os computadores de grande porte tem sido substituídos por sistemas distribuídos. A função alocada a cada parte do sistema distribuído depende da concepção do fornecedor. Na Fig. 2.2-1 é apresentada uma configuração semelhante à que tem sido usada por alguns fornecedores tradicionais.

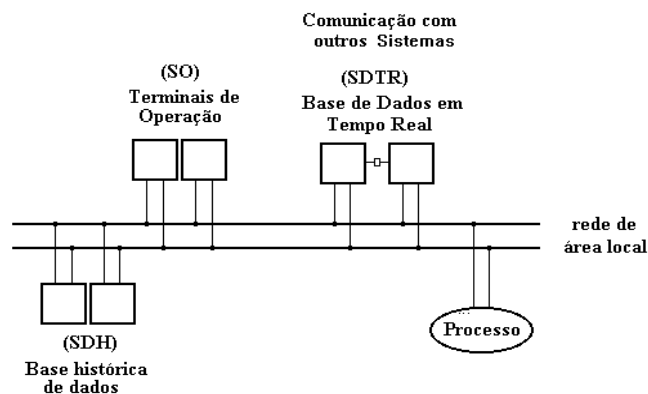


Fig. 2.2-1 Configuração do sistema central

Nesta configuração pode-se observar os seguintes subsistemas:

- base de dados em tempo real
- base histórica de dados
- terminais de operação

O subsistema de base de dados em tempo real (SDTR) contém as informações mais imediatas, serve para prover as informações aos terminais de operação e executar a troca de informações com outros sistemas.

O subsistema de base histórica de dados (SDH) contém o registro das informações durante um certo período de uso do sistema, período este superior a um dia. Através deste sistema são feitos os relatórios de análise da operação, e de desempenho do processo, e do sistema digital.

O subsistema de operação (SO) contém os terminais de onde os operadores interagem com o processo.

É importante observar também na Fig. 2.2-1 o subsistema de interface com o processo por onde chegam os dados e passam os comandos.

Em processos mais simples, por exemplo pequenas subestações, o sistema central pode se reduzir a um único microcomputador ou um par deles em configuração dual.

Já nos grandes sistemas com automação completa podem ser encontrados os seguintes equipamentos (*hardware*):

- a) subsistema de base de dados em tempo real: duas estações de trabalho com transferência automática de atuação (*hot stand by*). Contém também unidades de armazenamento de dados, impressoras e modems para comunicação com outros sistemas;
- b) subsistema base histórica de dados: duas estações de trabalho com recebimento simultâneo de informações para as duas (*cold stand by*). Este sistema é caracterizado por gerenciar grandes arquivos e por isto em seus equipamentos estão incluídos discos rígidos (*winchester*) de grande capacidade, discos ópticos e fitas magnéticas;
- c) subsistema de operação: podem incluir uma ou mais estações de trabalho, cada uma com um ou mais monitores coloridos com alta resolução gráfica. Muitos sistemas incluem outras estações de trabalho, semelhante a este subsistema, com a finalidade de prover recursos para engenharia (preparação de novas telas, novos ajustes do sistema, etc.), ou para treinamento de operadores (utilizando a base de dados atual do sistema, porém com comando cego). Estes terminais (SO) incluem periféricos para a operação como "*mouses, trackball, light pen*", impressoras e copiadoras de vídeo.

Finalmente é importante observar que todos os subsistemas estão interligados por uma rede de área local, dual no caso da Fig. 2.2-1, e singela em muitos casos. Esta rede é o centro do sistema e nela deverão se concentrar os grandes esforços de concepção e escolha. Nela encontra-se a diferenciação dos fabricantes.

2.3 SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS

O sistema de aquisição de dados é composto pelas unidades de aquisição de dados e controle (UAC) e por unidades dedicadas (especializadas) como os reles digitais, os equipamentos de oscilografia, os reguladores (de tensão, de velocidade) e os eventuais equipamentos para intertravamentos e para alarmes locais.

Nos sistemas digitais de automação elétrica os dados normalmente coletados são:

- tensões e correntes (e grandezas derivadas: potência ativa, reativa, energias);
- estado (status) de equipamentos (disjuntores, seccionadoras, cargas reativas, chaves de comando, atuação de reles etc.), inclusive o estado dos módulos de *hardware* do sistema digital;
- temperaturas;
- no caso de usinas hidrelétricas: níveis de água, vazões, pressões;
- no caso de usinas térmicas: fluxos, níveis de combustível, etc.

As ações de comando e as sinalizações externas ao sistema digital são feitas ou através de mudança de estado de reles (contatos) ou por valores contínuos de ajustes na forma de corrente e tensão contínuas para sinal de referência (*set point*) de reguladores e sinalizadores (amperímetros).

2.3.1 Unidades de aquisição de dados e controle (UAC)

Funcionalmente a UAC contém um módulo de processamento com os blocos funcionais indicados na Fig. 2.3.1-1.

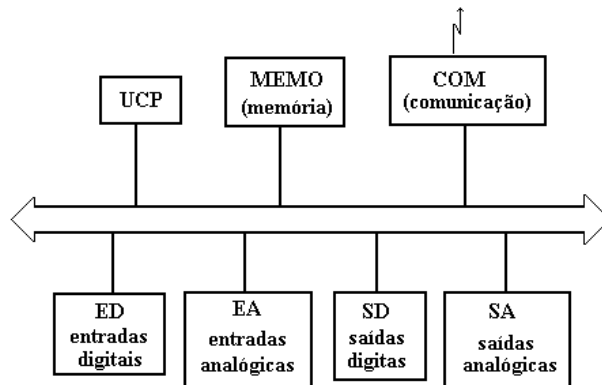


Fig. 2.3.1-1 Blocos da UAC

Adicionalmente na UAC encontram-se dois outros módulos: o de fonte, e o das borneiras e condicionamento dos sinais:

- a) fonte: o módulo de fonte é o responsável pela alimentação dos módulos ativos e constitui-se de uma fonte chaveada com alimentação que pode ser CA 110/220 V, CC 12 V, CC 48 V, etc. e saídas de 5 V, ± 12 V, ± 24 V com o recurso de manter os valores de saída constantes independente das variações de entrada;
- b) borneira e condicionamento de sinais: neste módulo é conectada a fiação vinda do campo (sinais de entrada e saída). A ligação com os dispositivos do campo é feita através de circuitos ópticos acopladores, circuitos estes que convertem o sinal elétrico em luz e a seguir fazem a desconversão, ou então por reles auxiliares, mantendo assim uma isolamento entre o campo e a UAC. Neste módulo são também incluídos os circuitos para proteção contra surtos vindos do campo e que possam atingir a UAC;
- c) módulo de processamento: é composto pelos vários cartões indicados na Fig. 2.3.1-1 cujas funções estão descritas a seguir:

UCP: este cartão é a unidade central de processamento onde encontra-se o microprocessador que controla e processa as informações, e o relógio (*clock*) que define o ciclo de processamento;

MEMO: neste cartão estão os bancos de memória onde se alojam os dados e o programa;

COM: neste cartão encontram-se os circuitos eletrônicos para efetuar a comunicação de dados entre a UAC e o sistema central. A comunicação da UAC com outros níveis do sistema de automação (central de operações, outras UAC do sistema formando neste caso uma rede), pode ser feita através de transmissão via rádio, fio direto ou fibra óptica. Esta comunicação é estabelecida obedecendo-se padrões físicos e lógicos, com velocidades de transmissão características de cada padrão;

ED: neste cartão são ligadas as entradas digitais (contatos) passando por acopladores ópticos e proteções (varistores). Um cartão pode acomodar desde 4 até 48 entradas digitais. Na Fig. 2.3.1-2 é mostrada a ligação esquemática de uma destas entradas, feita por via direta ou via rele auxiliar.

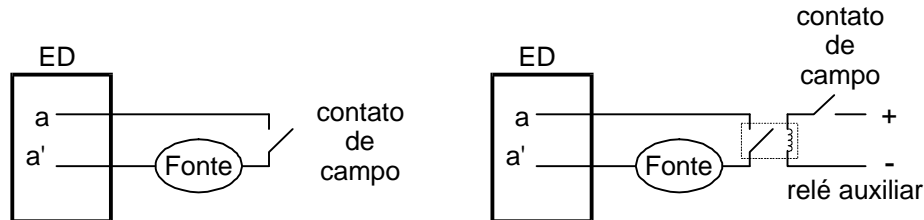


Fig. 2.3.1-2 Entrada digital

Quando o contato está fechado, a tensão da fonte é transferida aos dois terminais da entrada aa'. Esta fonte pode ser externa ou interna, pode ser de corrente alternada (CA) ou contínua (CC). Como exemplo, pode-se citar uma UAC de pequeno porte utilizada para telecomandar chaves dos circuitos da rede primária de distribuição que utiliza uma tensão interna CC de 12 V para isto. O circuito eletrônico do cartão ED, que mede a tensão nos terminais, compara-a com dois níveis de tensão 75% (ou 9 V) e 25% (ou 3 V) para transições positivas e negativas que correspondem respectivamente a contato fechado e aberto. A este par de terminais de entrada aa' corresponderá na UAC um endereço que conterà a informação '1' ou '0' caso o contato esteja fechado ou aberto;

SD: este cartão aloja as saídas digitais, cada qual contendo também um endereço na UAC. Quando num endereço está o dígito '1', na correspondente saída digital surgirá uma corrente que poderá ser enviada ao campo para comando. Em muitos casos este acionamento é feito via reles auxiliares de baixo consumo permitindo o uso dos componentes mais simples no cartão (Fig. 2.3.1-3).

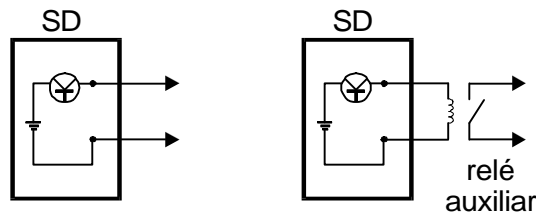
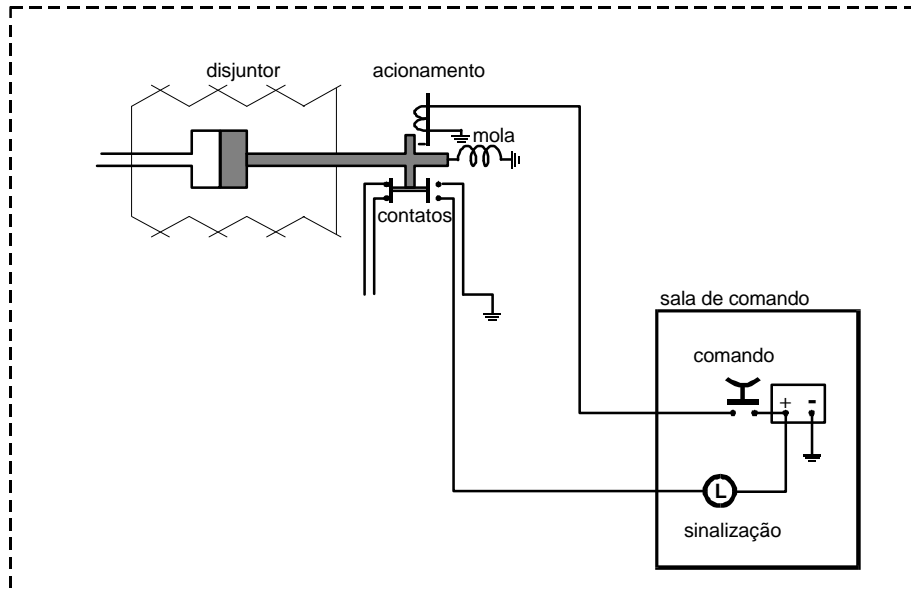
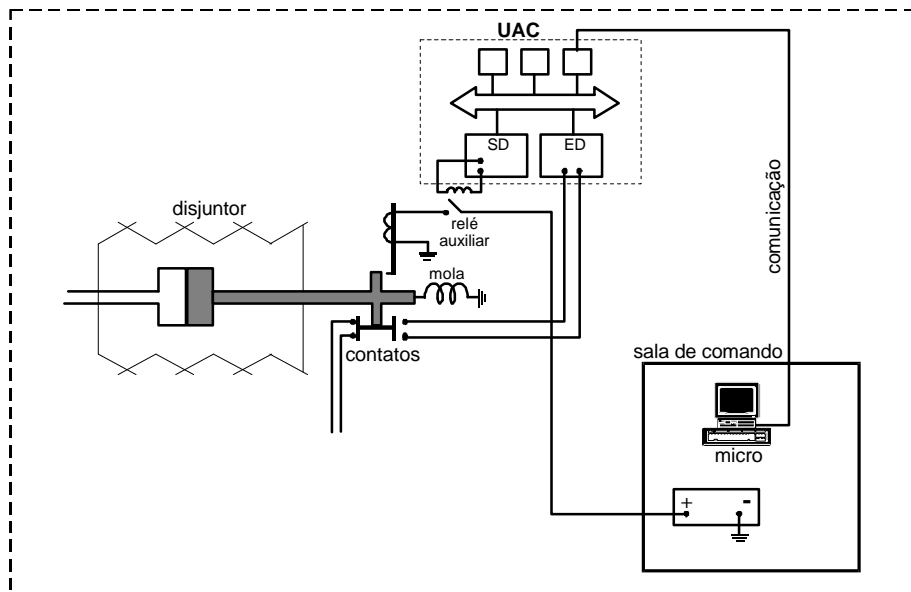


Fig. 2.3.1-3 Saída digital

Estes cartões podem incluir uma rotina denominada "*check before operate*" normalmente constituída por duas funções: a primeira, mais simples, consiste em verificar o estado (*status*) das saídas digitais a qualquer momento, e a segunda consiste em verificar se a seleção dos elementos de comando foi correta, antes do acionamento. Esta verificação é feita com o sinal presente no conector de saída que por sua vez é lido e a informação devolvida ao processador. O processador tem posse do sinal desejado e o sinal na saída do conector. Sendo estes iguais, o processador aguarda o comando ser concluído. Em caso contrário, desativa o circuito de alimentação das saídas digitais inibindo a realização do comando. Neste ponto pode-se entender como é feito o telecomando e supervisão no sistema digital (Fig. 2.3.1-4).



a) Comando convencional



b) Telecomando digital

Fig. 2.3.1-4 Comando convencional e digital

Na Fig. 2.3.1-4 procura-se mostrar esquematicamente como é feito o comando no sistema convencional e no digital. No sistema convencional, ao ser pressionado o botão de comando, surge corrente no circuito de acionamento que puxa o pino de travamento permitindo que a mola abra o dispositivo. Solidário com o eixo do polo do disjuntor encontram-se os contatos auxiliares NA e NF. O contato NF fecha e a lâmpada L indica disjuntor aberto na sala de comando.

No sistema digital, via mouse ou teclado, inicia-se a ação no micro na sala de comando. A informação vai do micro à UAC pelo cabo de comunicação. A chegada dela na UAC provoca o acionamento da saída digital e a abertura do disjuntor. O contato NF é lido na UAC e esta informação é enviada ao micro na sala de comando onde em sua tela é mostrada a ocorrência do comando (por exemplo, mudando a cor do símbolo).

SA: este cartão aloja as saídas analógicas, cada qual com um endereço na UAC. Dependendo do valor existente no endereço aparecerá um sinal analógico de tensão CC na faixa entre ± 10 V, ou de corrente CC na faixa de 4 a 20 mA.

A seguir é apresentada uma descrição de funcionamento de uns tipos de circuito DA, conversor digital/analógico [2-1]* para entendimento do processo.

Este circuito está esquematizado na Fig. 2.3.1-5 e é utilizado quando se necessita converter uma variável digital em analógica. A informação digitalizada, geralmente é codificada em BCD 8421 e a partir desta faz-se a conversão para uma saída analógica. Na saída analógica, tem-se esta mesma informação em nível de tensão correspondente ao valor binário, colocado na entrada.

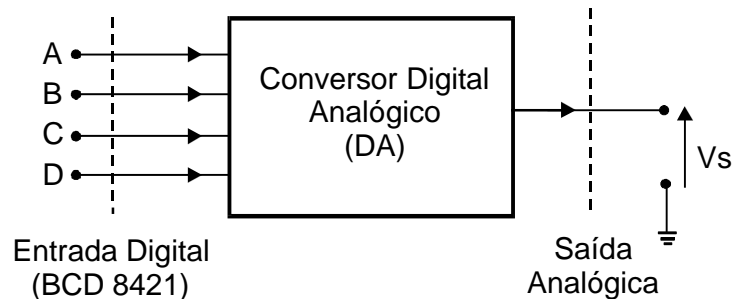


Fig. 2.3.1-5 Esquema do conversor D/A

O circuito apresentado na Fig. 2.3.1-6 é o mais simples dentre aqueles que efetua a conversão digital-analógica. Trata-se de um circuito que utiliza como componentes, resistores e diodos apenas.

* Nota: recomenda-se a leitura de [2-1] para maiores detalhes.

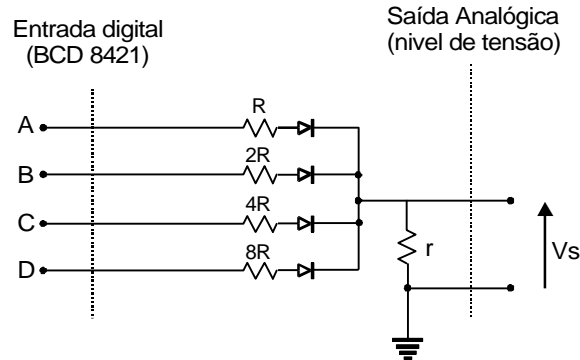


Fig 2.3.1-6 Esquema do conversor D/A básico

Na figura acima, A é o bit mais significativo. Para se entender o funcionamento do circuito, deve-se lembrar que o nível zero de tensão corresponde a zero Volts, ou seja, equivale a ligar o ponto ao terra, e o nível 1 de tensão corresponde a uma tensão pré determinada, igual a V_c . Outra consideração a se fazer é que r , o resistor no qual aparecerá a tensão de saída, deve ser muito menor que R .

Quando houver nível 1 em A e zero nas demais entradas (notação binária: 1000_2 igual a 8 na notação decimal ou seja 8_{10}), a tensão V_s será:

$$V_s = \frac{V_c r}{R + r},$$

sendo $r \ll R$ resulta

$$V_s = V_c \frac{r}{R}$$

Se houver nível lógico 1 em B e zero nas demais entradas (ou seja $0100_2 = 4_{10}$), a tensão V_s será dada por :

$$V_s = \frac{V_c r}{2R}$$

Pode-se observar que neste último caso, o valor de tensão V_s será a metade do valor obtido no caso anterior.

Analogamente, se houver nível lógico 1 na entrada C e zero nas demais entradas (ou seja $0010_2 = 2_{10}$), a tensão de saída será :

$$V_s = \frac{V_c r}{4R}$$

Por último, já com nível lógico 1 na entrada D e zero nas demais (ou seja $0001_2 = 1_{10}$), a tensão de saída V_s será :

$$V_s = \frac{V_c r}{8R} = V_r$$

Considerando este último valor de tensão igual a 1 (V_r) tem-se que os demais valores de saída V_s obtidos, são diretamente proporcionais a 2, 4 e 8. Assim se por exemplo as entradas A e C forem colocadas ao nível lógico 1, permanecendo as demais em zero (ou seja $1010_2 = 10_{10}$), a seguinte tensão de saída V_s será obtida :

$$V_s = \frac{V_c r}{R} + \frac{V_c r}{4R} = \frac{V_c r}{R} \cdot \left(1 + \frac{1}{4}\right) \therefore V_s = \frac{V_c r 10}{8R} = 10 V_r$$

Ou seja, a tensão de saída é dez vezes maior que a tensão de referência considerada.

Atribuindo-se valores adequados aos resistores e a tensão V_c , obtém-se uma saída em tensão desejada, diretamente proporcional ao valor numérico desejado.

O circuito em discussão, apresenta um funcionamento correto, mas não é a melhor forma de se fazer um conversor D/A outras soluções existem, uma das quais a que utiliza-se um circuito um pouco mais sofisticado, fazendo uma amplificação do sinal de saída através de um amplificador operacional.

Antes de iniciar o estudo do circuito conversor que utiliza o amplificador operacional, serão feitas algumas considerações básicas sobre este componente.

Os amplificadores operacionais possuem as seguintes características principais :

- Alta impedância de entrada
- Baixa impedância de saída
- Tensão de saída igual a zero quando as entradas 1 (inversora) e 2 (não inversora) tiverem a mesma tensão

Com a utilização do amplificador operacional torna-se viável a montagem de um amplificador inversor de ganho estabilizado, como o da figura a seguir :

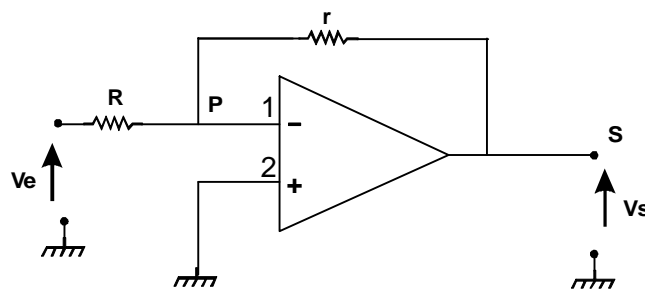


Fig. 2.3.1-7 Amplificador inversor de ganho estabilizado

O ganho do amplificador operacional será dado por :

$$G = -\frac{V_s}{V_e} = -\frac{r}{R}$$

A montagem de um somador de tensões, utilizando o amplificador operacional é apresentada na figura a seguir:

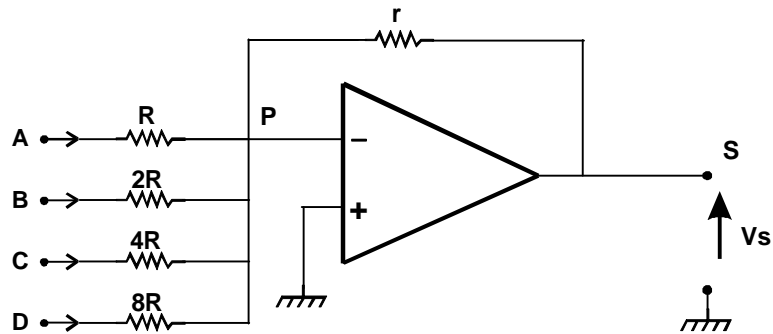


Fig. 2.3.1-8 Somador de tensões

A tensão de saída V_s é dada por :

$$V_s = -\frac{r}{R} \left(\frac{V_a}{1} + \frac{V_b}{2} + \frac{V_c}{4} + \frac{V_d}{8} \right)$$

Se as tensões V_a , V_b , V_c e V_d podem apenas assumir um dos dois níveis lógicos de tensão, ou seja nível um ou nível zero, pode-se escrever :

$$V_s = -\frac{r}{R} V \left(\frac{A}{1} + \frac{B}{2} + \frac{C}{4} + \frac{D}{8} \right)$$

Onde V é a tensão e A , B , C e D são os bits do código BCD 8421.

Da expressão acima conclui-se que a saída analógica V_s , será proporcional à entrada que é efetuada através do código BCD 8421.

Pode-se então construir um circuito conversor digital-analógico com chave seletora digital (um conjunto de portas lógicas E) na entrada. Este circuito é análogo ao anterior com a inclusão da referida chave conforme a figura a seguir:

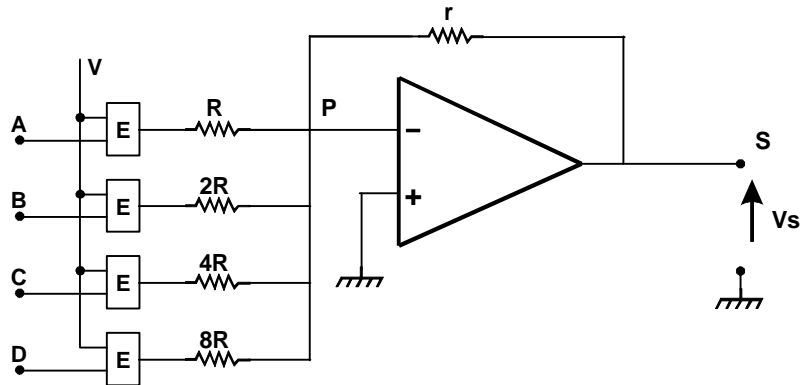


Fig. 2.3.1-9 Conversor D/A com chave seletora

A tensão de saída V_S , terá como resultado a mesma expressão que a do circuito de resistências anteriormente apresentado.

Já na figura abaixo, é apresentado um circuito de um conversor D/A com três dígitos :

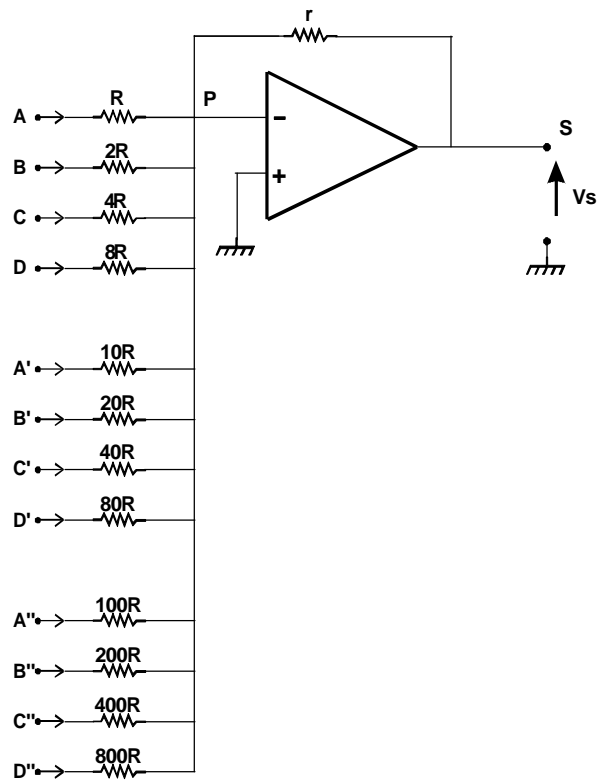


Fig. 2.3.1-10 Conversor D/A com 3 dígitos

A tensão analógica de saída V_s , terá como resultado a seguinte expressão:

$$V_s = -\frac{rV}{R} \left[\left(\frac{A}{1} + \frac{B}{2} + \frac{C}{4} + \frac{D}{8} \right) + \left(\frac{A'}{10} + \frac{B'}{20} + \frac{C'}{40} + \frac{D'}{80} \right) + \left(\frac{A''}{100} + \frac{B''}{200} + \frac{C''}{400} + \frac{D''}{800} \right) \right]$$

Existem outras alternativas de conversor D/A, porém visto não ser este o principal objetivo do presente e sim apenas entender o princípio de funcionamento destes conversores, não serão aqui discutidas.

EA - Este cartão abriga as entradas analógicas cada qual contendo um endereço na UAC. No endereço fica escrito o valor da variável contínua correspondente a um valor de entrada de tensão CC dentro da faixa de ± 10 V, ou um valor de corrente CC na faixa de 4 - 20 mA.

A conversão do valor analógico em digital [2-1] está esquematizada na Fig. 2.3.1-11:



Fig. 2.3.1-11 Conversor A/D

O circuito que efetua esta conversão é um pouco mais sofisticado que o dos conversores digital-analógico, pois necessita-se de um contador de década e um conversor digital-analógico para realizar a conversão. Sua configuração básica é apresentada na Fig. 2.3.1-12 :

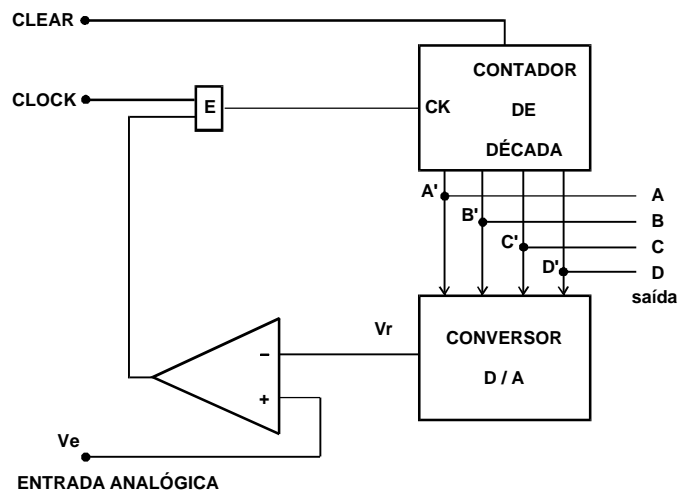


Fig. 2.3.1-12 Conversor A/D

Este circuito é basicamente constituído por um contador de década que gera o código BCD 8421 nas saídas A', B', C' e D'. Estas saídas serão injetadas num conversor digital-analógico, fazendo com que este apresente na saída uma tensão de referência V_r . Esta por sua vez, é injetada em uma das entradas de um circuito comparador (baseado num amplificador operacional) de duas entradas. Na outra entrada deste comparador é injetado o próprio sinal analógico V_e a ser convertido.

A saída deste comparador permitirá ou não a passagem do sinal de "clock" ao contador de década. A cada cadência do "clock" o contador de década muda sua saída como indicado no diagrama da Fig. 2.3.1-13 :

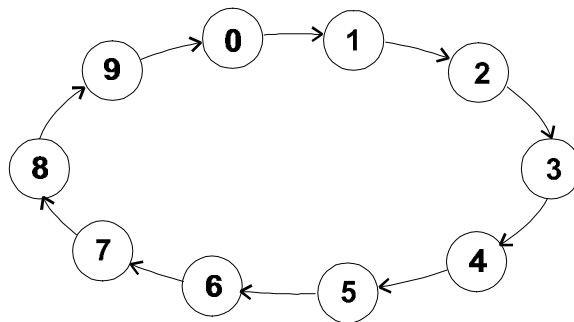


Fig. 2.3.1-13 Saída do contador de década

As saídas A', B', C' e D' do contador, ligadas nas entradas do conversor digital-analógico, farão com que este por sua vez, transforme a informação digital em analógica. A tensão de saída do conversor, que servirá de referência para a comparação é exibida na Fig. 2.3.1-14:

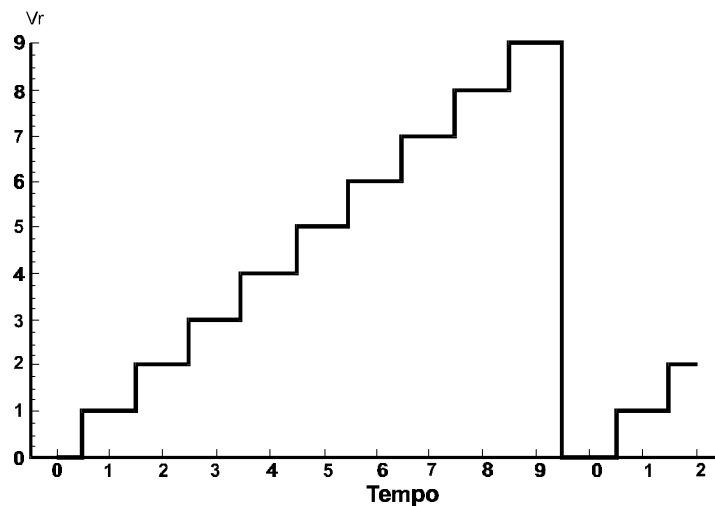


Fig. 2.3.1-14 Saída V_r de referência para comparação

Da comparação dos dois sinais que entram no comparador, resulta na saída deste, uma tensão de nível lógico zero quando V_r for maior que V_e , e de nível lógico 1, quando V_r for menor que V_e .

A chave digital (porta E) tem em uma entrada o sinal de "clock" e na outra entrada e saída do comparador. Enquanto a saída do comparador estiver em nível 1 ($V_r < V_e$), a chave dará passagem ao pulso de "clock" que aciona as mudanças de estado do contador. A partir do momento que a saída do comparador for zero, essa chave bloqueará a passagem do "clock" fazendo com que o contador permaneça no seu estado (A' , B' , C' , D') que será igual ao número dado por A, B, C, D que por sua vez é igual ao valor de tensão de entrada analógica.

Nos cartões EA aparecem também o circuito eletrônico multiplexador (multiplex).

O circuito multiplex [2-1] é utilizado para enviar informações contidas em vários canais, a um só canal que por sua vez passará pelo conversor A/D.

O esquema do bloco multiplexador está indicado na Fig. 2.3.1-15.

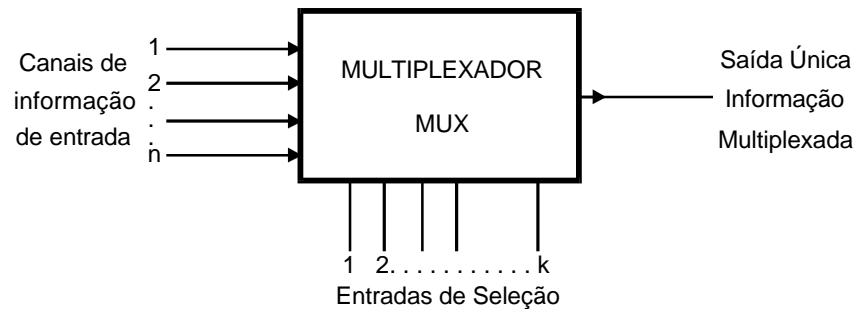


Fig. 2.3.1-15 Multiplexador

A entrada de seleção tem por finalidade escolher qual das informações de entrada deve ser ligada à saída.

O circuito lógico básico que efetua a função de um multiplex de dois canais, é visto na Fig. 2.3.1-16.

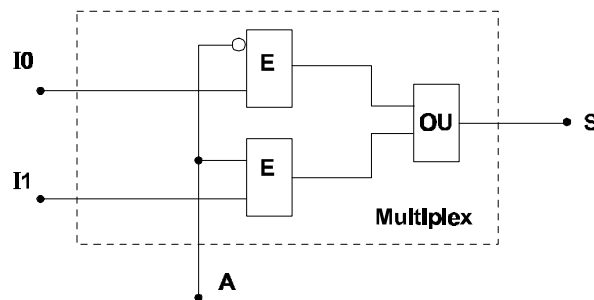


Fig. 2.3.1-16 Multiplexador com duas entradas

Quando A for igual a zero, ter-se-á na saída, a mesma informação que a entrada I0 (notar que na porta E superior entra o valor de A invertido). Nesse caso, a informação I1 será bloqueada pela porta E inferior, pois o outro terminal desta estará ligado em A que valerá zero.

Já quando A for igual a 1, I0 será bloqueada e, analogamente, a informação I1 aparecerá na saída.

Circuitos semelhantes podem ser produzidos para multiplexar mais de dois canais.

Os cartões EA, normalmente possuem multiplexadores nas suas entradas de forma a reduzir o seu custo, pois passa a usar um único conversor A/D.

Nota: Analogamente, existe o circuito demultiplex que faz a operação contrária, ou seja coloca uma entrada em diferentes saídas dependendo do valor da variável de seleção. Este circuito é usado nos cartões SA.

Nos cartões EA, encontram-se também os circuitos de “*sample and hold*” que permitem manter o valor de um sinal constante durante o período de medição. Estes circuitos serão melhor discutidos quando se tratar de proteção digital.

2.3.2 Unidades dedicadas

Estão incluídos neste grupo:

- reles digitais
- equipamentos de oscilografia
- unidades especiais de intertravamento
- medidores eletrônicos multifunção

Pode-se dizer neste ponto que estas unidades são semelhantes às UAC consistindo de CPU, memória, cartões de entrada e de saída.

Os reles digitais, para executar suas funções, usam as entradas analógicas para determinar os valores de corrente e tensão, processam as informações, e como resultado atuam numa saída digital que entra no circuito de comando do disjuntor.

Os equipamentos de oscilografia possuem entradas digitais e analógicas, processam as informações, e mostram seus resultados em tela e impressora.

Os equipamentos de intertravamento possuem entradas digitais para ler o estado de contatos, analisam a lógica a que eles fazem parte e como resultado atuam numa saída digital, para permitir ou bloquear a função de comando.

Os medidores multifunção possuem entradas analógicas para ler as tensões e correntes trifásicas e a partir delas calculam as demais variáveis (P,Q, cos ϕ).

Segue-se pois que todos estes equipamentos são semelhantes em circuitos e funções.

2.3.3 Comparação dos equipamentos de aquisição de dados

Devido à diferença entre as funções que executam, não é econômico ter um único equipamento geral, para os fins descritos no item anterior, e para a UAC.

Os reles de proteção precisam coletar dados com resolução menor que 1 ms, ou seja a cada 1 ms devem coletar os valores de tensões e correntes em todas as fases. Precisam também, neste intervalo de tempo, filtrar os sinais de entrada e processá-los para decidir sobre existência ou não de defeito.

Os equipamentos de oscilografia precisam reproduzir as formas de onda incluindo algumas harmônicas. Dependendo das harmônicas de interesse, ele precisa coletar os dados das variáveis (exemplo: tensão e corrente) com frequência (número de vezes por ciclo) alta. Assim se é desejado conhecer a participação da 10a. harmônica, a frequência de amostragem deve ser superior a 1200 Hz ($2 \times 10 \times 60$), ou seja, deve colher 20 amostras por ciclo de 60 Hz, portanto a resolução será de 0,8 ms.

Os equipamentos de intertravamento são semelhantes às UAC contendo tão somente entradas e saídas digitais, além de CPU e memória.

As UAC podem abrigar grande número de pontos (entradas/saídas) dependendo da aplicação. Para geradores de usinas hidroelétricas, por exemplo, chegam a ter mais de 500 pontos. Às vezes a UAC tem que atender especificações para ler algumas entradas digitais com resolução de 1 ms e outros com resolução mais lenta de 10 ms. Neste caso pode resultar que o fabricante venha optar por dividir a UAC em duas ou mais partes com processadores separados. Para UAC de grande porte, alguns fabricantes apresentam como solução uma arquitetura distribuída consistindo de uma rede local com vários módulos separados, cada um com sua própria CPU, memória e comunicação (resultando num gabinete com um ou mais módulos para EA, outros para ED, outros para SD, outros para SA e alguns módulos mistos).

Finalmente cabe lembrar que no mercado encontram-se dois tipos de equipamentos que podem ser utilizados para UAC: as denominadas UTR-Unidades Terminais Remotas e os CLP-Controladores Lógicos Programáveis. Ambos têm arquitetura semelhante e podem ser utilizados para aquisição de dados, dependendo do requisito que se deseja. Maiores comentários serão acrescentados nos capítulos seguintes.

2.4 INTERFACE COM O PROCESSO

As UAC e unidades dedicadas são projetadas para coletar dados, que chegam na forma de sinal padrão (por exemplo correntes CC na faixa 4-20 mA ou tensão CC de ± 10 V). Nem sempre o sinal do processo se enquadra neste padrão.

As saídas das UAC para o processo são também padronizadas e nem sempre têm a capacidade (potência) para acionar os equipamentos (disjuntores por exemplo).

A adaptação dos sinais do processo de forma a torná-los compatíveis com a UAC é feita pelos dispositivos de interface, podendo ser listados:

- transformadores de corrente (TC)
- transformadores de potencial (TP)
- transdutores
- reles de interface

2.4.1 Transformadores de corrente

O TC é um transformador no qual passa a corrente de linha (centenas de ampéres) e no seu secundário aparece corrente da ordem de 5 A (relação de transformação típica 2000-1000/5 A). A relação de transformação N/5 Ampére é escolhida em função do que vai ser ligado no secundário. Se for um medidor, o valor de N é escolhido de forma que a maior corrente passante no primário seja 70 a 80% de N. Nesta situação o ponteiro do medidor ficará a 70-80% do valor de fim de escala, ponto onde tem a maior precisão de leitura. Se o secundário for utilizado para proteção, então N é escolhido de forma que a corrente de curto circuito máxima seja inferior ao limite de saturação do TC, da ordem de 20N. Em se fazendo desta forma resulta que a corrente no secundário (no relê) seja proporcional à corrente no primário, sem harmônicas e distorções oriundas de saturação do TC.

A precisão desejada ou especificada na transformação de corrente também é diferente dependendo do uso, sendo que a precisão para proteção pode ser menor que aquela para medição.

Outro aspecto a ressaltar é que o TC, quando era usado para acionar reles eletromecânicos, tinha que ter capacidade (potência VA) para esta função. Se o sistema precisava de vários reles chegava-se à situação de precisar de mais TC (ou TC com vários enrolamentos).

2.4.2 Transformadores de potencial

O TP reduz o valor de tensão do sistema a valor na faixa 110 V. Normalmente são providos com dois enrolamentos secundários um sendo ligado em delta e outro em Y aterrado, resultando pois numa relação de transformação por fase do tipo:

$$500.000 / \sqrt{3} - 115\sqrt{3} - 115 \text{ Volts}$$



Estes dispositivos podem ser do tipo indutivo semelhante a um transformador de potência, ou do tipo divisor capacitivo que como o próprio nome diz divide a tensão primária em dois capacitores resultando no inferior a tensão secundária desejada, que por sua vez é retirada via transformador de tensão indutivo auxiliar.

Para proteção, às vezes utiliza-se um dos secundários do TP em ligação delta aberto.

2.4.3 Transdutores

Os transdutores são dispositivos que recebem energia de uma forma, transformam-na e transmitem em outra forma. Pode ser considerado um transdutor o medidor de energia residencial, do tipo Ferraris, composto por um disco que gira com velocidade proporcional ao produto dos fluxos magnéticos produzidos por uma tensão e uma corrente (portanto a potência) aplicados a ele. Através da contagem do número de rotações do disco obtém-se a energia

medida. Outros tipos de transdutores recebem um sinal de entrada qualquer, e produzem na saída um sinal de corrente contínua (ou tensão) proporcional. Podem muitas vezes fornecer na saída um trem de pulsos de freqüência proporcional ao sinal de entrada.

Na automação elétrica encontram-se vários tipos de transdutores para medição de:

- tensão
- corrente
- potência ativa, reativa, $\cos(\phi)$
- temperatura
- níveis, vazões, pressões, etc.

No texto a seguir serão apresentadas as descrições de funcionamento de alguns deles com o objetivo de conceituação e de mostrar como se interagem com o sistema de aquisição de dados.

a) transdutores de corrente e tensão [2-2]

Os transdutores de corrente são ligados ao secundário do TC e são constituídos pelos blocos indicados na Fig. 2.4.3-1

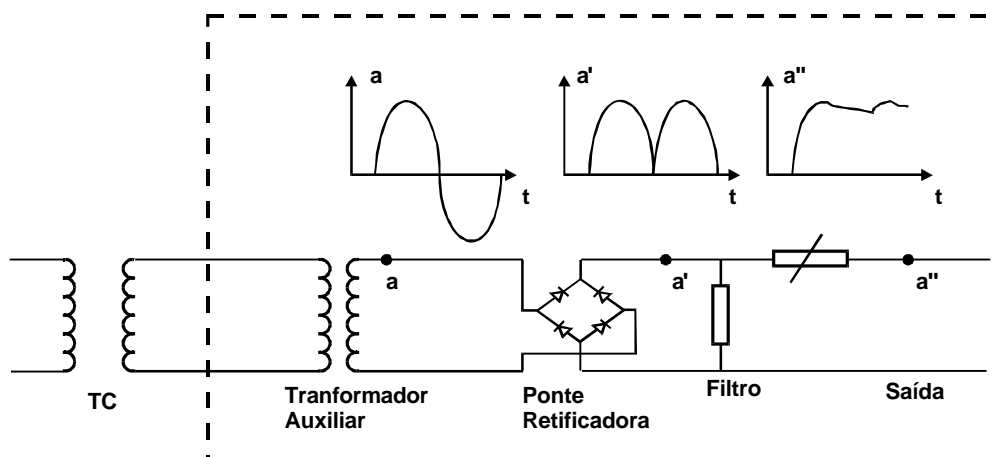


Fig. 2.4.3-1 Transdutor de corrente

A corrente é pois reduzida e retificada, resultando na saída em valor de corrente contínua numa faixa entre 0-20 mA, proporcional à corrente CA na entrada.

Em alguns casos a corrente na saída da ponte retificadora precisa ser amplificada para atingir o valor de saída desejado.

Alguns transdutores fornecem na saída pulsos de certa largura, numa frequência (pulsos/segundo) proporcional à entrada.

Os transdutores de tensão são semelhantes aos de corrente, acrescentando-se uma resistência na saída do transformador auxiliar para transformar a tensão em corrente. Eles são ligados ao secundário do TP.

b) transdutores de potência [2-3]

Os transdutores de potência têm como entradas os valores de correntes e de tensões obtidos dos secundários dos TC e TP.

Possuem circuitos e dispositivos que entregam na saída um valor de corrente (ou trem de pulsos) proporcional ao produto adequado da tensão e corrente, portanto proporcional a potência.

Dependendo do método empregado para obter este produto, o transdutor é chamado "dinâmico", quando são utilizadas partes movidas mecanicamente, ou "estático" quando são usados componentes eletrônicos exclusivamente (não móveis).

O transdutor é composto dos seguintes elementos indicados na Fig. 2.4.3-2:

- 1) Transformadores de Entrada para corrente e tensão com isolamento galvânica e para converter os valores medidos para que possam ser processados facilmente.
- 2) Multiplicadores para formação do produto U.I.
- 3) Possivelmente um Amplificador de Saída.

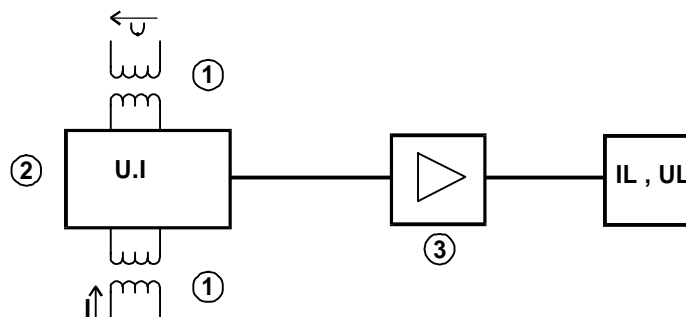


Fig. 2.4.3-2 - Principais elementos de um transdutor de potência.

O transdutor é utilizado fundamentalmente para telemedição, onde a corrente de saída é transmitida diretamente em forma analógica ou em forma digital (após uma conversão analógica/digital).

Transdutor Dinâmico: Uma rápida descrição de uma conhecida técnica clássica é dada a seguir, a fim de que o transdutor dinâmico possa ser comparado com o transdutor estático. Os métodos dinâmicos são geralmente baseados no princípio da compensação (Fig. 2.4.3-3). As duas entradas: corrente e tensão, são usadas para produzir um torque mecânico A, em um elemento medidor tipo disco (1). Uma corrente de compensação do amplificador (4) flui através da bobina móvel do elemento medidor (5), e produz um torque-contrário B. Quando A é diferente de B a rotação do eixo é percebida por meio da haste sensor (2), cujo movimento modifica o entreferro de uma bobina parte de um circuito oscilador (3), e varia a impedância da bobina pela variação

da sua relutância. A variação da sua indutância faz variar a frequência do circuito oscilador e uma corrente de compensação é então produzida por um conversor frequência-corrente no amplificador de controle (4).

Esta corrente muda de valor até que o eixo medidor entre em repouso, ou seja até que um estado de equilíbrio seja atingido, onde os torques A e B são iguais compensando um ao outro. A corrente do amplificador (4) é então proporcional à potência de entrada.

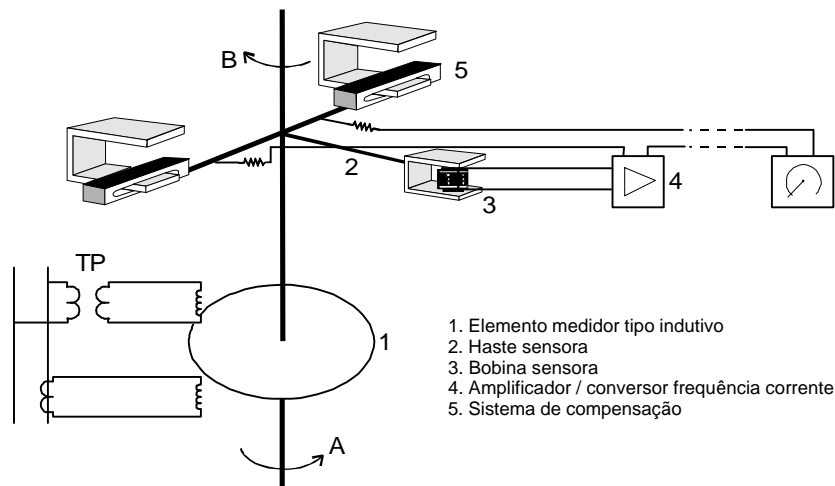


Fig. 2.4.3-3 - Princípio de operação básica de um transdutor dinâmico.

Transdutor Estático(Eletrônico): Vários métodos são conhecidos para medição de potência elétrica por meios eletrônicos. A escolha de um método específico é determinada pelos requisitos de precisão e variação da característica do dispositivo.

Alguns dos mais importantes são:

- Multiplicador Hall
- Ponte Multiplicadora
- Aplicação do Efeito Gaussiano

- Aplicação de transistores de efeito de campo (FET)
- Multiplicadores de quatro quadrantes ou multiplicadores de duas parábolas
- Aplicação de componentes eletrônicos com curvas de características quadráticas
- Multiplicadores térmicos
- Multiplicadores logarítmicos
- Multiplicador Mark-Space

Apenas alguns deles serão aqui descritos a título de exemplo:

Multiplicador por efeito Hall: O sensor baseado em efeito Hall consiste numa pastilha de material semiconductor (Antimoneto de Indium) na forma de um paralelepípedo (6 faces). Entre duas faces

opostas aplica-se a tensão (V) através de uma resistência (R), e em outras duas o fluxo (B) produzido por uma corrente (I), conforme indicado na Fig. 2.4.3-4.

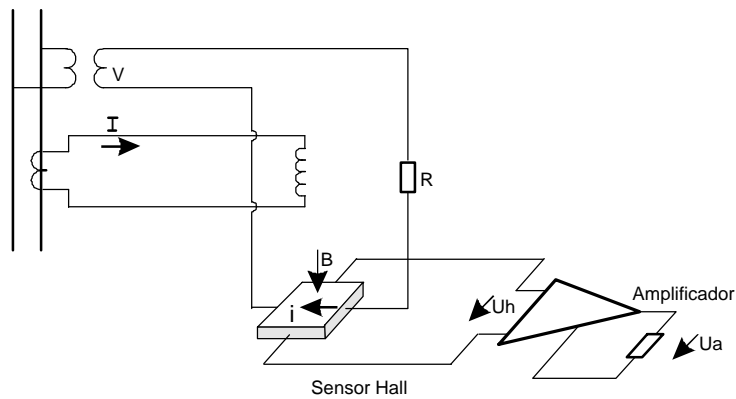
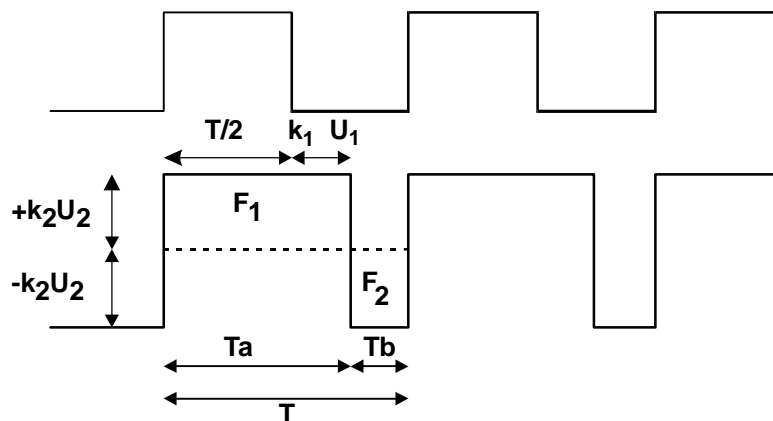


Fig. 2.4.3-4 - Sensor de efeito Hall

No terceiro par de faces opostas, aparecerá uma tensão proporcional ao produto $B i$. Como $i = V / R$ e $B = K_b I$ resulta: $U_H = K_h B I = K_h K_b I V / R = K P$. Notar que U_H é um sinal proporcional a potência instantânea. Deste sinal deve-se extrair o seu valor médio ($VI \cos \phi$).

O nível de U_H normalmente é baixo e precisa ser amplificado como indicado na figura.

Multiplicador Mark-Space: Este tipo de multiplicador é um dos mais utilizados para transdução de potência. Na Fig. 2.4.3-5 está esquematizado o seu princípio de funcionamento. Através de um circuito eletrônico gera-se o trem de pulsos como indicado na parte inferior da Fig. 2.4.3-5.



A largura do pulso é gerada em proporção ao fator $k_1 U_1$ (mark-space) enquanto que a amplitude é feita proporcional a $k_2 U_2$, positivo durante o período T_a e negativo no período T_b . Segue-se que o valor médio da onda será:

$$\begin{aligned} U_m &= (F_1 + F_2)/T = [k_2 U_2 T_a - k_2 U_2 T_b]/T = \\ &= k_2 U_2 [(T/2 + k_1 U_1) - (T/2 - k_1 U_1)]/T = \\ &= (2 k_1 k_2 / T) U_1 U_2 = k U_1 U_2 \\ \frac{T_a - T_b}{T} &= \frac{2k_1 U_1}{T} = \bar{K} U_1 \end{aligned}$$

Para utilização deste princípio na medição de potência CA é preciso que T seja bastante inferior ao período da onda de 60Hz, normalmente $1/T = 5$ a 8 kHz. Nas equações apresentadas, a tensão CA deve corresponder a U_1 enquanto a corrente deverá ser proporcional a U_2 .

Resta portanto construir o circuito que deve ser composto de dois estágios: o primeiro que estabelece a relação T_a , T_b e o segundo que executa a modulação de amplitude $\pm k_2 U_2$ adequadamente.

Na Fig. 2.4.3-6 é apresentado esquematicamente os dois estágios [2-5], e na Fig. 2.4.3-7 estão apresentados os sinais em cada ponto do equipamento.

Observa-se que o equipamento dispõe de um gerador de onda triangular cuja saída (y_1) é somada com o valor de tensão (v) que pode ser admitida constante no intervalo T ($1/T = 5$ a 8 kHz). A saída do somador (y_3) passa por um comparador/limitador (y_4) e é usada para acionar uma chave seletora eletrônica.

O sinal de corrente (i) é introduzido num amplificador de ganho $(-R/R) = -1$ resultando pois na sua saída o valor $z_1 = -i$.

Quando a chave eletrônica está desligada apenas o sinal z_1 entra no segundo amplificador operacional resultando na sua saída o sinal $z_2 = (-R/R)(-i) = i$.

Quando a chave eletrônica está fechada no segundo amplificador entra adicionalmente o sinal i ao qual é aplicado um ganho $-R/(R/2) = -2$.

Na saída haverá composição dos dois sinais $+i$ e $-2i$ resultando o valor $z_2 = -i$.

O valor médio, do sinal de saída no tempo que se alterna de $+i$ a $-i$, é pois proporcional ao produto $p = v i$ ou seja a potência instantânea.

O valor médio, obtido passando o sinal p por um filtro passa baixa, é o valor da potência ativa $P = VI \cos \phi$.

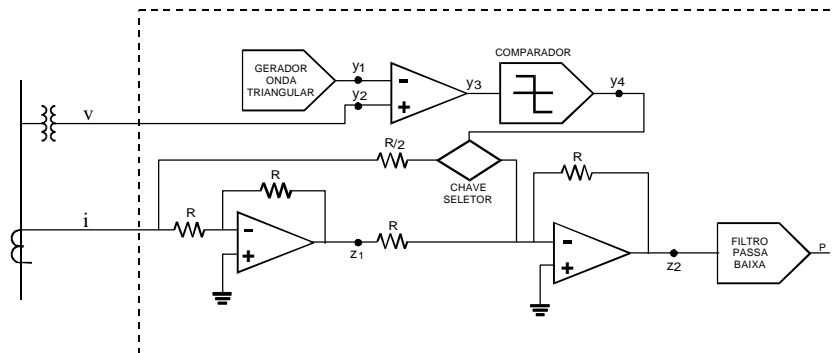


Fig. 2.4.3-6 Diagrama esquemático do transdutor

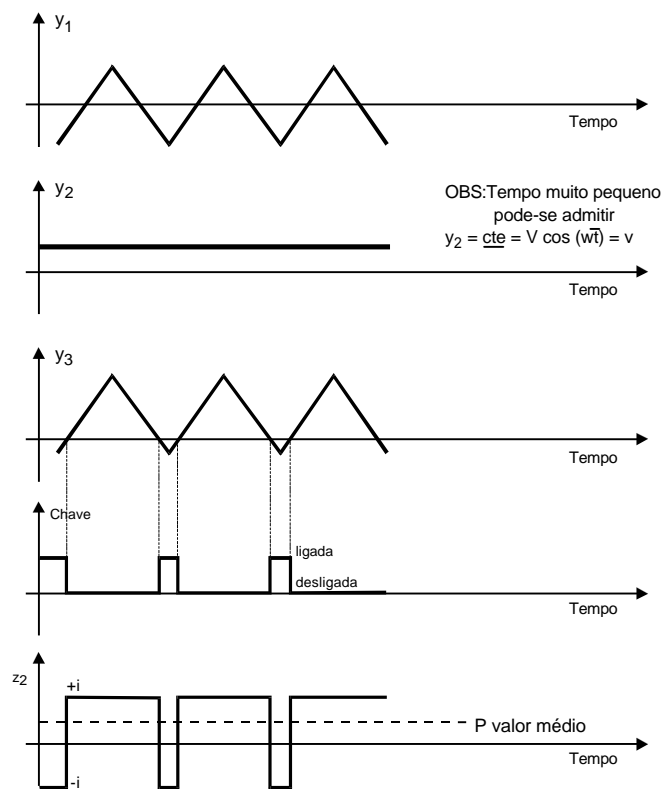


Fig. 2.4.3-7 Valores dos sinais no transdutor

Chave desligada $z_1 = -\frac{R}{R} i = -i$; $z_2 = -z_1 = i$

Chave ligada $z_1 = -i$; $z_2 = -\frac{R}{R} z_1 - \frac{R}{R} i = -i$

c) transdutores de freqüência [2-4]

Os transdutores de freqüência são ligados ao secundário dos transformadores de potencial e são constituídos pelo blocos indicados na Fig. 2.4.3-8.



Fig. 2.4.3-8 Transdutor de freqüência

O detetor gera um impulso a cada passagem da tensão por zero. Estes impulsos são integrados transformando-se em pulsos (degrau). O valor médio deste trem de pulsos é proporcional à freqüência Fig. 2.4.3-9.

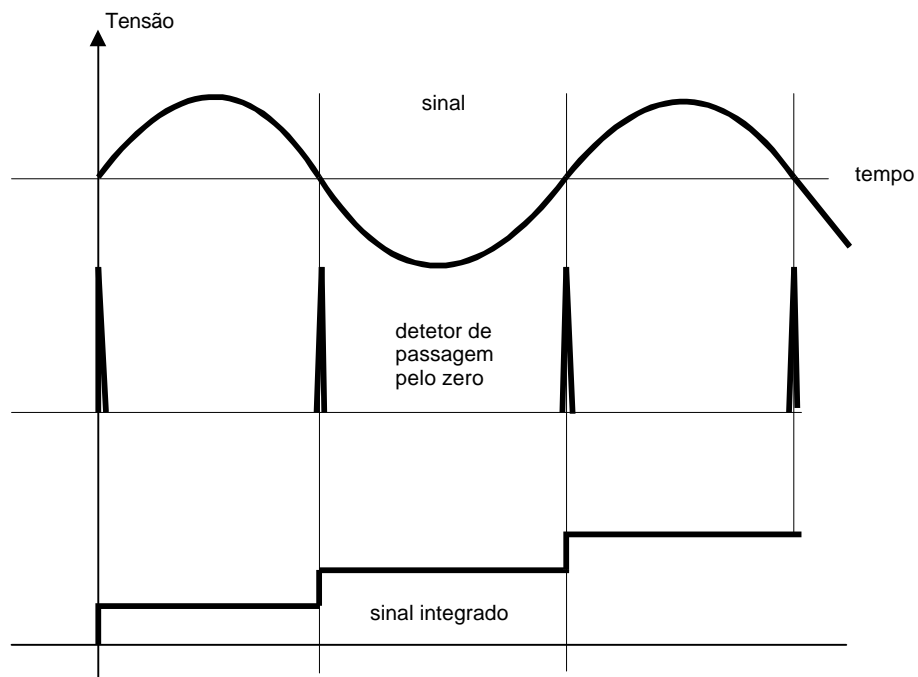


Fig. 2.4.3-9 Sinais do transdutor de freqüência

d) transdutores de fator de potência [2-4]

Ao transdutor de fator de potência são ligados os sinais de tensão e corrente. Cada um destes sinais passa por um circuito que gera uma onda de pulsos. Os pulsos, gerados pelos detectores do circuito de corrente e tensão, são combinados, resultando em um pulso de largura proporcional à defasagem entre a tensão e a corrente (Fig. 2.4.3-10).

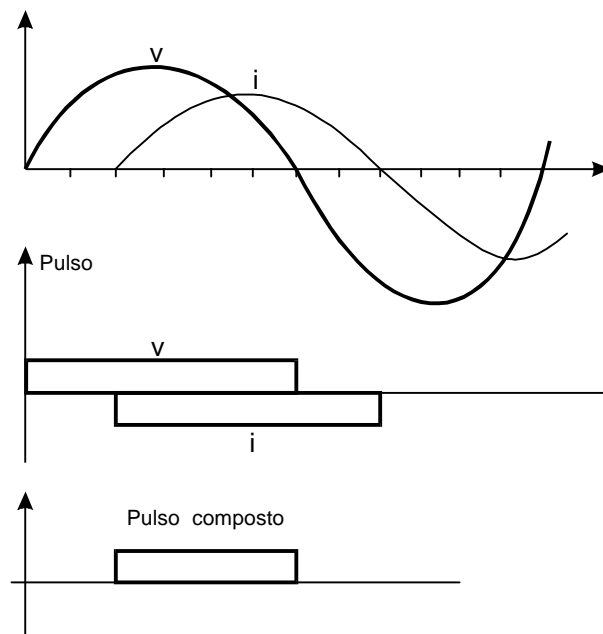


Fig. 2.4.3-10 Sinais do transdutor de fator de potência

e) outros transdutores

Existem transdutores que funcionam dentro do princípio da variação da resistência de um elemento. Esta variação de resistência pode aparecer por vários processos como, por exemplo, a variação de temperatura, ou variação de esforço mecânico esticando um fio. Se a esta resistência estiver aplicada uma tensão, aparecerá uma corrente proporcional à variação de resistência e, portanto, à grandeza que provocou esta variação. Se este valor de variação de corrente for pequeno é preciso amplificá-lo, para posterior leitura.

f) transdução digital

Este termo transdução digital refere-se ao processo de medição de grandezas elétricas através de amostragem de sinais. Os valores instantâneos de tensão ou corrente são lidos, com uma certa

freqüência de amostragem (8 a 12 vezes por ciclo da onda de tensão ou corrente). Através de técnicas de análise do tipo Fourier discreta ou outras, o módulo e a fase da grandeza amostrada são calculados. De posse destes valores de módulos e fases para as tensões e para as correntes pode-se então calcular as potências, fator de potência e outras grandezas.

Neste ponto é importante comentar que os transdutores convencionais (não digitais) possuem uma constante de tempo da ordem de 100 a 200 ms, ou seja dada uma variação em degrau na entrada o valor de saída estabiliza no valor final após 300 a 600 ms (3 constantes de tempo). Isto faz com que os transdutores não sejam adequados para aplicações onde se desejam tempos rápidos de resposta. Em alguns destes casos a transdução digital pode ser a solução.

2.4.4 Transformadores de instrumentação eletrônicos - transformadores ópticos de tensão e corrente. [2-6]

A designação transformadores de instrumentação eletrônicos se aplica a um arranjo consistindo de sensores primários de tensão e corrente que se conectam por um sistema de transmissão de sinais a um conversor secundário que produz uma quantidade a ser medida proporcional à primária.

Dentro desta designação genérica encontram-se os transformadores ópticos de tensão e corrente que se caracterizam por terem um sensor primário do tipo óptico, ou seja, um cristal que, sobre a influência de uma corrente ou tensão, modifica suas características com relação à passagem de luz por ele.

A Fig. 2.4.4-1 mostra um diagrama de blocos destes transformadores.

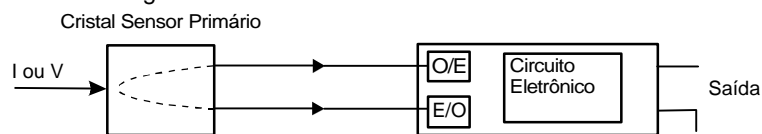


Fig. 2.4.4-1 Diagrama de blocos de um sensor óptico genérico

Os sensores primários hoje utilizados baseiam-se no efeito Faraday ou efeito Pockel.

O efeito Faraday consiste num fenômeno observado na propagação da luz polarizada, em que a direção do seu plano de polarização gira, de um ângulo proporcional à intensidade do campo magnético existente, paralelo à direção de propagação. (Fig. 2.4.4-2).

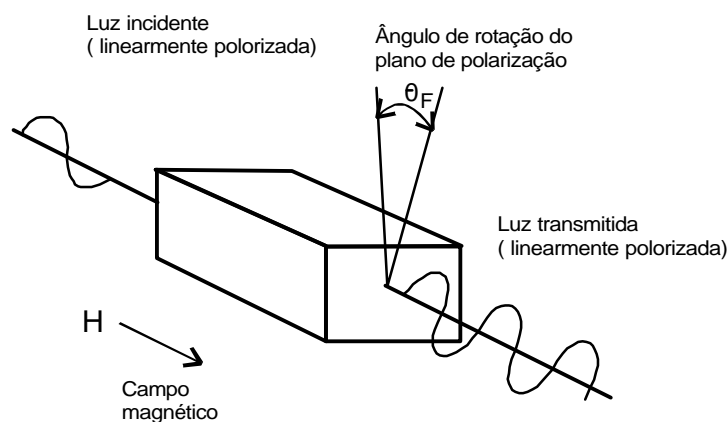


Fig. 2.4.4-2 Sensor Faraday

O ângulo de giro θ_F é proporcional ao campo H. A potência óptica na saída é proporcional a θ_F , portanto a H. Produzindo-se pois no circuito eletrônico (conversor secundário) um sinal proporcional à potência óptica tem-se que este será proporcional ao campo H, portanto à corrente que o produziu.

Este circuito eletrônico pode, também, produzir uma saída digital com valores proporcionais à corrente que produziu o campo H. Este princípio é utilizado nos TC ópticos.

O efeito Pockel baseia-se no fenômeno de bi-refringência. Um material é bi-refringente quando seu índice de refração não for homogêneo fazendo com que a onda polarizada tenha velocidade de propagação diferente dependendo da orientação do seu plano de polarização em relação a este meio material. Apresenta pois eixos de máxima e mínima refração. Assim quando um feixe de luz polarizada transita por um eixo intermediário sofre atrasos de fase diferentes em suas componentes e emerge elipticamente polarizado.

Quando a este material aplica-se uma tensão resulta que a polarização de luz emergente sai proporcional ao campo elétrico desta tensão modulando assim a sua potência óptica. A potência óptica da luz emergente passa a ser pois proporcional à tensão aplicada.

Este princípio é usado nos TP ópticos. Estes são colocados próximos ao cabo em tensão. A tensão a ser aplicada no sensor é obtida em duas placas ou cilindros nas vizinhanças do cabo, e nestas placas aparece a tensão proporcional àquela do cabo para a terra.

2.4.5 Reles de interface

Para acionamento dos disjuntores em geral utiliza-se tensão CC de 125 ou 250 Volts e corrente considerável. Assim para que uma saída digital de uma UAC entre nestes circuitos é preciso que ela tenha esta capacidade de corrente e tensão podendo resultar num projeto antieconômico. A alternativa é fazer com que ela venha a agir através de reles auxiliares com esta capacidade. (Ver Fig. 2.3.1-3)

Analogamente, os contatos auxiliares de equipamentos (disjuntores, seccionadores etc.) estão previstos para serem inseridos em circuitos CC de 125, 250 V. Alguns projetistas consideram que seja necessário o uso deste nível de tensão para identificar o estado (*status*) destes equipamentos, visto que estes contatos estão submetidos a intempéries (oxidações) podendo resultar numa falsa indicação quando utilizado com tensões menores (12, 24, 48 V). Neste caso ou se projeta a entrada digital da UAC para tensões e correntes altas, ou alternativamente utiliza-se reles auxiliares (ver Fig. 2.3.1-2).

Estes reles são também denominados reles de interposição, e permitem pois, que se utilize tensões baixas nas entradas e saídas digitais das UAC. Estes reles, ao mesmo tempo provêm uma isolamento (separação), entre os circuitos de campo e da UAC.

2.5 COMUNICAÇÃO DE DADOS - PRINCÍPIOS

Diferentes aspectos, mais ou menos complexos estão envolvidos na comunicação de dados entre computadores como será visto a seguir ^(*). Na figura 2.5 -1 é mostrada uma comunicação entre 2 computadores

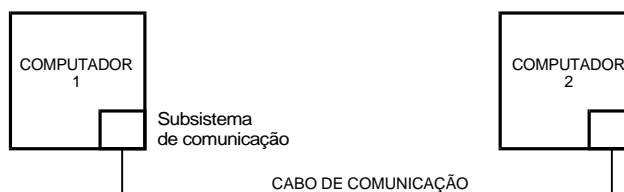


Fig. 2.5-1 Comunicação de dados entre 2 computadores

Para transmitir dados do computador 1 para o computador 2 ocorrem as seguintes etapas:

- O programa do usuário no computador 1 seleciona os dados a transmitir e deposita-os no subsistema de comunicação
- Efetua-se a conversão Digital / Analógica dos dados.
- Os dados na forma analógica são transmitidos no meio de comunicação (cabo neste exemplo)
- Os dados chegam ao subsistema de comunicação do computador 2 e sofre uma conversão Analógica / Digital.
- Os dados são retirados pelo programa do usuário no computador 2 para sua aplicação.

Normalmente, além dos dados propriamente ditos, outras informações (de controle) são adicionadas, por exemplo para verificar a integridade da transmissão.

O cabo de conexão pode ser de vários tipos o nível do sinal analógico (por exemplo +6 V) que representa o bit de dado pode ter diferentes valores.

Desta forma verifica-se que muitas são as alternativas de se fazer a transmissão, ao mesmo tempo que pode-se imaginar porque existe necessidade de se criar alguns padrões permitindo assim uma boa conectividade. A tecnologia de comunicação, tenta pois estabelecer algumas arquiteturas visando padronizar as soluções de vários fabricantes. Estas arquiteturas consideram o *hardware* e os protocolos de comunicação (regras para criação de uma mensagem com dados a ser trocada entre computadores).

2.5.1 Padrão RS-232C, RS-422, RS-485

O padrão RS-232C foi o primeiro padrão de comunicação serial para interligação de equipamentos, tendo sido introduzido em 1962. Suas características, que são basicamente para sinalização do meio físico, compreendem:

(*) Texto original preparado por A. J. Fossa, C. S. Rabak, O. Del Bianco F^o [2.7]

- transmissão unidirecional;
- uso de lógica positiva: +5 V a +15 V equivale ao "1" lógico; e -5 V a -15 V equivale ao "0" lógico ;
- faixa garantida para operação entre 0 e 20 kbps (quilo bits por segundo);
- distância máxima recomendada : 50 pés (15m).

O padrão RS-422: é um padrão de comunicação diferencial, para linhas balanceadas, unidirecional, de forma a permitir a conexão de 1 transmissor a até 10 receptores, com as seguintes características principais:

- sinal de saída nas faixas +2 V a +6 V e -2 V a -6 V;
- 0,4 V mínimo de sinal diferencial;
- limites de 10Mbit para distâncias de até 40 pés (13m) ou então, distância máxima de 4000 pés (1300m) para velocidades de até 100 kbps.

O padrão RS-485: é uma extensão do padrão RS-422, com o objetivo de permitir a implementação de redes onde é possível interligar até 32 transmissores e até 32 receptores no mesmo par de fios de comunicação, sendo que são mantidas todas as especificações físicas do padrão RS-422.

2.5.2 Conceituação de redes

O termo "Rede de Computadores" tem sido utilizado para designar a interconexão de computadores autônomos, ou seja computadores que executam programas independentes.

Tendo em vista as várias configurações previstas para as redes de computadores, suas finalidades, características e as distâncias entre equipamentos, é comum classificar-se as redes como sendo :

a) Rede de Área Local (*LAN Local Area Network*) : são aquelas que têm até poucos quilômetros de extensão; taxa de transmissão de dados de alguns Mbps; são em geral particulares ("proprietárias"), de uso restrito, estando instaladas em fábricas, num conjunto de escritórios, num condomínio etc.

b) Rede de Área Extensa (*WAN Wide Area Network*): são aquelas que interligam equipamentos entre cidades ou mesmo países diferentes; possuem taxas de transmissão de dados menor que 1 Mbps; são de acesso aberto, não existindo uma classe específica de dados que circulam nessas redes ; na maioria dos casos não é possível identificar um proprietário da rede propriamente dita, já que em geral utilizam recursos públicos (cabos telefônicos, e outros) e estão sujeitas à legislações específicas dos países conectados.

c) Rede de Área Metropolitana (*MAN Metropolitan Area Network*) : são as redes que possuem distâncias razoáveis - tipicamente dentro de uma mesma cidade - mas nas quais são utilizadas tecnologia das LAN (é o caso, por exemplo das redes policiais, de firmas de serviços públicos etc).

Dando continuidade a esta classificação é preciso discutir as topologias de redes.

A topologia de uma rede é caracterizada pela configuração das vias de transmissão existentes entre as diferentes estações, podendo ser: malha irregular, estrela, anel, barramento (ou multiponto), mistas, etc. Fig. (2.5.2-1).

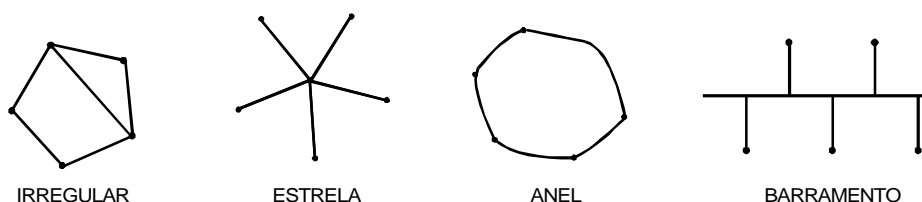


Fig. 2.5.2-1 Topologias

a) Malha irregular

Cada nó de comunicação ou estação pode ser conectado as outras estações numa estrutura irregular de interconexão. Esta topologia é, geralmente, empregada em redes de computadores à longa distância.

b) Estrela (ou ligação ponto a ponto)

Na topologia em estrela, cada estação está ligada a estação central. Não há problema de acesso pois as vias são de uso dedicado, não sendo compartilhadas com outras estações. A comunicação ocorre aos pares e vários pares podem se comunicar ao mesmo tempo.

Todas as decisões de roteamento se concentram no nó central. Assim, normalmente este deve apresentar uma maior capacidade de processamento.

c) Anel

A topologia em anel é relativamente simples e facilmente adaptada às redes locais de computadores onde o fluxo de comunicação entre as estações tende a ser descentralizado.

Nesta topologia não há problema de roteamento, as mensagens são enviadas do transmissor ao destinatário passando unidirecionalmente pelos nós intermediários de comunicação.

Cada nó de comunicação deve analisar os endereços das mensagens que circulam na rede, retirando de circulação as que tiverem seu próprio endereço e passando ao nó seguinte as que tiverem endereço diferente do seu.

d) Barramento (ou multiponto)

Na topologia em barramento, o meio físico de transmissão é composto por um único segmento de transmissão multiponto, compartilhado pelas diversas estações interconectadas, sendo que os nós de comunicação só devem reconhecer as mensagens que lhe são destinadas.

A rede em barramento pode ser transformada funcionalmente numa rede em anel atribuindo uma lógica na passagem de informação entre os componentes.

2.5.3 Meios de transmissão

Um meio de transmissão, chamado também de canal ou suporte de transmissão, é um meio de transmissão de ondas eletromagnéticas portadoras de informações ou sinais .

a) Condutores metálicos

Os condutores metálicos, tipicamente representados pelo par trançado e pelo cabo coaxial, têm a seguintes características principais:

- . par trançado: bom em economia de dinheiro, tempo e energia; ruim em velocidade; de baixa imunidade.
- . cabo coaxial: bom em velocidade e versatilidade; maior imunidade a ruídos; ruim em facilidade de instalação e manutenção;

b) Fibras ópticas

As fibra ópticas, são constituídas por um guia de ondas cilíndrico composto de 2 materiais transparentes, de índices de refração diferentes (o externo com índice ligeiramente superior). A transmissão é feita através de sinal de luz codificado, geralmente na frequência do infravermelho, emitida por diodos emissores de luz ("LED") ou "laser". Como a frequência de transmissão (frequência da portadora) é bem superior as frequências de sinalização usuais, a atenuação do sinal no domínio da frequência é constante, permitindo taxas altíssimas de transmissão. A atenuação em fibras ópticas depende do comprimento de onda (ou frequência) da luz utilizada na transmissão.

Observe-se que dada a característica da unidirecionalidade de transmissão, o mais usual é a instalação de duas fibras numa rede (uma para cada sentido).

c) Outros

Transmissão via rádio, satélite, micro onda: Usam o ar como caminho de passagem do sinal.

2.5.4 O Sentido da Transmissão

As direções de transmissão dos dados permitem classificar um canal de comunicação nas seguintes alternativas :

- simplex: é quando o sentido do fluxo de sinais é único (caso das redes em anel);
- half-duplex: é quando o fluxo de sinais ocorre em ambos os sentidos, em instante diferentes no tempo (caso de redes tipo barramento);
- full-duplex: é quando ocorre fluxo de sinais em ambos os sentidos no mesmo instante de tempo, havendo portanto a obrigatoriedade de existir dois canais de comunicação distintos.

2.5.5 Tipos de sinais

A informação a ser transmitida pode ser representada por sinais. Os sinais utilizados na comunicação são: sinal analógico (aquele que apresenta infinitos valores possíveis de amplitude); sinal digital (aquele que apresenta uma quantidade finita de níveis de amplitude).

Existem dois tipos utilizados na transmissão de sinal [2-8].

O tipo Banda Básica (*base band*) que consiste na transmissão de um conjunto ou faixa de sinais, sem translação de frequência. O sinal elétrico mais simples em banda básica é o sinal ON-OFF: (transmissão de um bit 1 - um pulso; transmissão de um bit 0 - sem pulso).

Para fugir de problemas associados a transmissão de sinal CC (corrente contínua) pode-se modular este sinal numa onda portadora de frequência CA (corrente alternada) específica. Esta modulação pode ser feita em amplitude, frequência ou fase (Fig. 2.5.5-1).

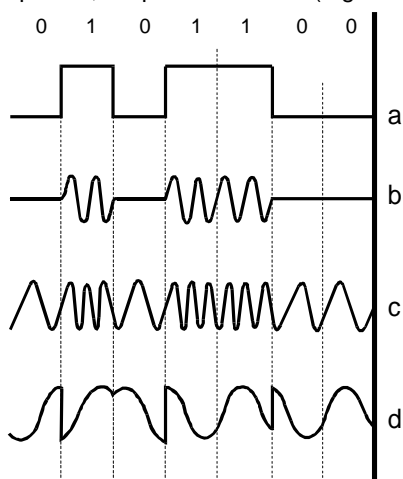


Fig. 2.5.5-1 Sinais: a) binário; b) modulação em amplitude; c) em frequência; d) em fase

O tipo Banda Larga (*broad band*) consiste na transmissão de múltiplos conjuntos de sinais, onde cada conjunto de sinal é transladado por uma faixa de frequência que não interfere com outros sinais do meio.

2.5.6 Métodos de acesso ao meio

Os métodos de acesso ao meio físico de comunicação estão intimamente ligados à topologia da rede.

Observe-se, por exemplo, que as topologias em anel e barramento reduzem consideravelmente os problemas quanto à instalação e manutenção dos meios de transmissão, eliminando a necessidade do roteamento intermediário das mensagens e permitindo a difusão de mensagens entre as estações. Entretanto, estas topologias básicas necessitam disciplinas para a utilização do meio de transmissão.

a) Os acessos controlados

Os acessos controlados diferem-se quanto ao gerenciamento, que pode ser centralizado ou distribuído. O gerenciamento do acesso centralizado é feito numa estação privilegiada, dita mestre. O método de alocação dos direitos de acesso é baseado na interrogação das outras estações, ditas escravas. Este método é chamado de escrutação (*polling*). A prioridade de consulta pode ser alterada nas tabelas de controle da estação mestre.

O gerenciamento centralizado apresenta as vantagens e os inconvenientes habituais ligados a esta estrutura: simplicidade, mas dependência da estação mestre, além da necessidade de tempo extra para as várias perguntas, e atividades de administração da rede.

Na filosofia de gerenciamento distribuído não existe um controle único da rede, havendo, em princípio, direitos iguais de acesso entre as várias estações. Num determinado instante, apenas uma única estação pode acessar o meio, quando estiver autorizada para tanto. Esta autorização hipoteticamente se efetua pela "posse" de uma ficha de autorização (*token*) que fica circulando entre as estações.

A duração da utilização do meio pelo possuidor do *token* é limitada, o que permite definir um tempo de espera máximo para a emissão do pacote, e de qualificar este método como determinístico.

As prioridades de emissão de pacotes podem ser gerenciadas. Um pacote de prioridade alta e as respostas para os outros nós devem ser sempre emitidos; outros pacotes, eventualmente de prioridades inferiores ou perguntas para outros nós devem ser emitidos se houver tempo suficiente na célula de posse do *token*.

Obviamente, o tempo de espera das respostas aumenta com o número de estações conectadas, e o tempo de circulação do *token* por todas as estações é proporcional ao número de nós.

Uma observação interessante diz respeito à passagem do *token* entre os nós. Enquanto numa rede em anel, a ordem de passagem do *token* é imposta pela ordem de implantação do mesmo, para as redes em barramento, é possível o estabelecimento de um anel Lógico, cuja seqüência de passagem seja diferente do endereço físico do nó que possui o *token*. Nesta situação há entretanto, a formalidade do envio de uma mensagem que "passa" o *token* para a próxima estação do anel lógico.

Num eventual pane, a reconfiguração da rede se processa por mecanismos apropriados: a detecção da perda do *token* se efetua por temporização (*time-out*), das várias estações, que detectam inatividade na rede. O reinício da comunicação também é controlado por temporizações, com valores diferentes para cada nó presente na rede, que, em decidindo reiniciar a comunicação, procura seu sucessor numa tabela de nós ativos, tabela esta disponível na memória da interface de comunicação.

b) Acesso aleatório

Esta filosofia é ligeiramente diferente para as implementações em barramento e em anel, a saber

b1) Redes em barramento -

Este método consiste em deixar as estações competirem. Elas acessam o meio por sua própria iniciativa, e os conflitos resultantes de acessos simultâneos devem ser detectados e resolvidos. Devido à sua própria natureza, o gerenciamento por competição apresenta 3 componentes principais:

- ações efetuadas pela estação que deseja emitir : se ela detecta que o meio está respectivamente livre ou ocupado;
- meios de detecção de conflitos;
- ações de resolução de um conflito detectado.

Inúmeros métodos no gerenciamento por competição podem ser implementados, porém, os mais correntes são apresentados a seguir :

- *ações para emitir.* O método mais simples consiste em emitir sem detecção prévia do meio ocupado. Neste caso a porcentagem de colisões é muito alta, não sendo este método o mais recomendado para redes de processos industriais ou de controle.

O método mais utilizado consiste em emitir, somente se o meio for detectado livre, e adiar a emissão, no caso contrário. Devido às diferenças nos tempos de propagação, várias estações que tenham detectado o meio livre podem emitir ao mesmo tempo, provocando colisões.

- *Meios de detecção de conflitos.* Dois métodos são utilizados para detectar os conflitos: Detecção de Colisão e Evitando Colisão.

O método Detecção de Colisão (C.D. - *Collision Detection*) consiste em o nó transmissor coletar o sinal transitando no meio, compará-lo com o sinal emitido e indicar um conflito no caso de diferença.

O método Evitando Colisão (C.A. - *Collision Avoidance*) consiste na estação receptora enviar uma indicação de recepção, e a estação transmissora detectar o conflito pela não chegada desta indicação num determinado tempo. Porém, este método não permite difusão para várias estações.

- *Ações de resolução de um conflito detectado.* Dois métodos são utilizados; os Probabilísticos e os Determinísticos.

Os Probabilísticos (os mais conhecidos e usados) são baseados na parada de emissão em todas as estações em conflito, e por uma política de desencadeamento das ações. O método que dá melhor resultado consiste em distanciar estas novas ações com um tempo diferente, função do número de tentativas de emissão do pacote correspondente. Neste método não há garantia para o sucesso da próxima tentativa.

Os Determinísticos consistem em deixar uma estação prioritária continuar a emitir após detecção do conflito. Estes métodos são conhecidos como CSMA/DCR (*Deterministic Collision Resolution*).

b2) Redes em anel

Existem dois métodos principais para coordenação de acesso do anel : o Quadro Vazio e Inserção de Registro.

- *Quadro vazio.* Os pacotes (quadros de tamanho fixo) ficam circulando entre as várias estações da rede, havendo um bit que indica se aquele quadro está vazio; uma estação que deseja transmitir aguarda a passagem de um quadro vazio, insere a mensagem no campo de dados do quadro e altera o bit de vazio/cheio para cheio. A estação destinatária, ao retirar os dados do quadro, volta a sinalizar esse bit como quadro vazio.

- *Inserção de registro.* Neste caso visualiza-se a rede como contendo um conjunto de mensagens (registros) que estão circulando; uma estação que deseja enviar uma mensagem espera o fim de um registro, retarda o envio do registro seguinte, enquanto envia a sua mensagem (inserção de um novo registro); a estação destinatária simplesmente retira o registro de circulação, diminuindo o número de registros em circulação. Como único comentário deste método ressalta-se a necessidade de espaço para armazenamento de um registro, durante a operação de inserção de novo registro.

2.5.7 O modelo de referência OSI/ISO

O modelo de referência elaborado pela ISO International Standard Organization denominado OSI Open System Interconnection é organizado em 7 camadas (Fig. 2.5.7-1).

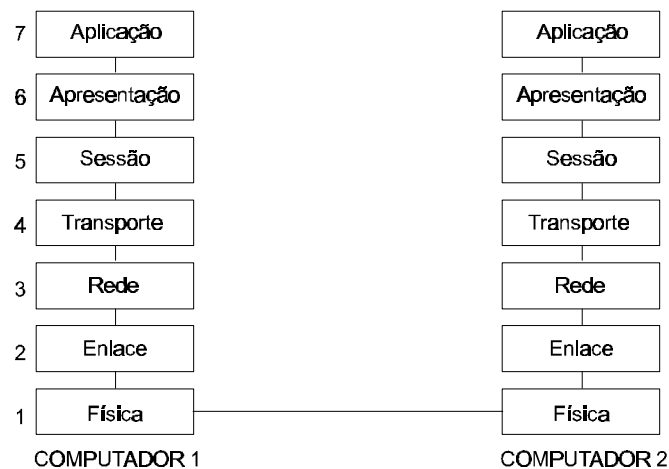


Fig. 2.5.7-1 Modelo OSI/ISO

Neste modelo são estabelecidos quais os serviços que cada camada oferece a camada de ordem superior. A implementação de uma camada pode ser feita por *hardware* ou *software* (protocolo). A ISO produziu também normas específicas para o detalhe de cada camada.

Algumas das funções das várias camadas serão listadas a seguir.

A camada “Física” trata da forma de conexão (cabos, fibra óptica), dos conectores, do tipo do sinal, etc., ou seja dos aspectos elétricos de transmissão do sinal. Neste item entram as

considerações sobre o uso de RS-232, RS 485, bem como se vai ser usado cabo, satélite, rádio ou fibra óptica para a transmissão do sinal.

A camada “Enlace” cria e reconhece os limites do quadro de dados; transmite os quadros seqüencialmente; e produz a confirmação de que as informações foram transmitidas sem erros.

A camada “Rede” toma conta do controle da operação, organiza a transmissão de modo a evitar congestionamentos, e resolve os problemas que aparecem quando a mensagem chega ao destino (erro de endereço, protocolos diferentes etc.).

A camada “Transporte” dentre outras funções recebe os dados da camada “Sessão” e divide-os em quadros novos para envio.

A camada “Sessão” gerencia a comunicação, controla o tráfego permitindo-o ocorrer nos dois sentidos ou em um só, etc.

A camada “Apresentação” codifica os dados para transmissão, compacta-os além de outras funções

A camada “Aplicação” cuida da transferência de arquivos, correio eletrônico, etc.

Cada camada tem seu próprio protocolo (regra de organização das mensagens) e sempre acrescenta informações de controle ao quadro de dados efetivo.

O que é importante ressaltar é que nem sempre as comunicações usam as 7 camadas. Uma grande maioria usa um modelo simplificado que contém 3 camadas : Aplicação, Enlace, Física.

2.5.8 Protocolos

Para a transmissão de dados estes precisam ser organizados em um quadro de mensagens (protocolo). Houve época em que cada fabricante estabelecia seu próprio protocolo. Como resultado, quando este equipamento deve ser substituído por outro (mesmo com as mesmas características na camada física) não se consegue a comunicação, pois os programas (*drivers*) estão preparados para receber os dados numa ordem previamente estabelecida diferente.

Esta dificuldade tem sido superada por iniciativa de órgãos internacionais que procuram padronizar estes protocolos, ou pelo fato de que algum protocolo tornar-se tão comum, de domínio público, que vários fabricantes passam então a segui-lo.

Em particular é interessante, mencionar o protocolo IEC 870-5 que define as regras para comunicação de equipamentos usadas na automação de sistemas elétricos.

Em particular existem as aplicações específicas desta norma denominada IEC 870-5/101 que detalha a comunicação de um Sistema Central com uma UAC, e a IEC 870-5/103 que detalha a comunicação de um computador com reles digitais.

Um protocolo derivado desta norma IEC 870-5 é o protocolo DNP que define a comunicação de um Sistema Central com uma UAC (bastante utilizado nos EUA).

Já a norma IEC 870-6 detalha a comunicação entre centros de controle.

Existem também os protocolos, “padrão de mercado”, que por ser altamente difundidos são usados por vários fabricantes. Neste conjunto pode-se elencar o TCP-IP usado na Internet, e o MODBUS, dentre outros.

Ao utilizar um destes protocolos os fabricantes estão atribuindo aos seus equipamentos intercambiabilidade e conectividade o que é altamente desejável pelo usuário.

2.5.9 Redes comerciais

O IEEE padronizou várias redes. Estas estão contidas na norma IEEE 802 sendo:

- 802.1 - define as primitivas de interface
- 802.2 - define a parte superior da camada Enlace
- 802.3 - define o padrão CSMA-CD (Ethernet)
- 802.4 - define o padrão Token Bus
- 802.5 - define o padrão Token Ring
- 802.6 - define o padrão FDDI

Nestes padrões a camada Enlace foi substituída por duas subcamadas:

- LLC -*Logical Link Control*
- MAC -*Medium Access Control*

A seguir são mostradas essas redes indicando as diferenças, que por sua vez se encontram na subcamada MAC.

a) Ethernet

O padrão Ethernet foi uma das primeiras arquiteturas de rede local. Esse esquema de cabeamento e sinalização para redes locais chegou ao mercado no final dos anos 70 e continua sendo um padrão respeitado. A razão para a longa vida do padrão Ethernet é simples: proporciona transmissão de alta velocidade a um preço econômico, além de apresentar uma base sólida para o suporte de diversas aplicações de rede local, de micro a *main frame*. As empresas que comercializam placas adaptadoras Ethernet vêm mantendo seus produtos atualizados, e a Ethernet continua sendo uma boa opção em termos de rede local.

Com freqüência, as pessoas associam Ethernet a outros elementos além do esquema de sinalização e de cabeamento.

Na verdade, Ethernet é uma especificação que descreve um método de conectar e compartilhar a fiação de computadores e sistemas de dados. O padrão Ethernet abrange o que no OSI/ISO é chamada de camadas Física e Enlace.

A família de padrões IEEE 802.3 inclui as especificações dos antigos protocolos Ethernet, mas o trabalho do comitê também abrange modificações na estrutura básica dos pacotes de dados.

Deste modo tecnicamente o termo Ethernet não representa todas as opções descritas pelo subcomitê 802.3. Este número é uma descrição completa do padrão.

As principais características das ligações físicas Ethernet incluem uma taxa de transferência de dados de 10 megabits por segundo, uma distância máxima entre as estações de 2,8 km, cabos coaxiais blindados conectando as estações, e um tipo específico de sinalização elétrica nos cabos denominada *Manchester-Encoded Digital Baseband*. A especificação mais recente descreve os sinais elétricos que compõem 0 e 1 binários, constantemente transportados através da rede.

A especificação da camada Enlace do padrão Ethernet descreve, em sua maior parte, como as estações compartilham o acesso ao cabo coaxial através de um processo chamado de CSMA/CD (*Carrier sense multiple access with collision detection*). O CSMA/CD é o tipo de esquema operacional chamado de protocolo de controle de acesso ao meio físico (MAC) pelos comitês de padrões mais recentes. O meio físico é o cabo coaxial conectado aos nós da rede, e o protocolo do MAC determina como os nós da rede irão compartilhar o acesso ao cabo.

O esquema de cabeamento coaxial encontrado mais freqüentemente em instalações de rede baseadas em computadores usa cabos coaxiais de 52 ohms entre cada par de estações da rede. Esse cabo, comumente chamado de Ethernet fino e, às vezes, de "*cheapernet*", normalmente se limita a distâncias de 305 metros entre repetidores, apesar da especificação IEEE limitar o comprimento dos cabos em 180 metros. A placa de interface de rede de cada estação normalmente é ligada a esse cabo através de um conector em T, que facilita a conexão e a desconexão de estações na rede sem quebrar a continuidade do cabo.

O esquema de fiação Ethernet mais antigo é encontrado mais freqüentemente em instalações com grandes computadores. Esse esquema utiliza cabos coaxiais com blindagem espessa. Esses cabos servem de espinha dorsal para os grupos de nós espalhados por todo um prédio. Nesse caso, o comprimento máximo do cabo existente entre repetidores é de 500 metros, e o cabo é ligado a dispositivos denominados transceptores, que transformam as conexões dos cabos em algo mais apropriado para um terminal ou microcomputador. Um cabo flexível composto por fios blindados de par trançado liga o transceptor à porta da placa adaptadora da rede. Esses cabos podem ter até 15 metros de comprimento, e eles são conectados à placa da rede através de um conector D de 15 pinos.

O padrão Ethernet utiliza um conceito de comunicações de dados denominado datagrama para obter mensagens através da rede. A técnica de controle de acesso ao meio físico CSMA/CD assegura que dois datagramas não sejam enviados ao mesmo tempo e serve como método de ordenação caso isso venha a acontecer.

O conceito de datagrama do padrão Ethernet se baseia na premissa de que um nó que está se comunicando fará o máximo esforço para enviar a mensagem. O conceito de datagrama, porém, não inclui uma garantia de que a mensagem será recebida em um determinado tempo ou que estará livre de erros ou duplicações; esse conceito nem mesmo garante que a mensagem será recebida. Querendo certificar da ocorrência de algum desses itens, deverá ser implementado um *software* de nível mais alto.

Os datagramas Ethernet tomam a forma de pacotes de informações. Esses pacotes possuem campos que contêm informações sobre seu destino e origem e o tipo dos dados neles contidos, além dos dados propriamente ditos. Como o campo de dados de cada pacote não pode ser maior

do que 1500 bytes, mensagens muito grandes deverão ser transportadas na rede através de vários pacotes.

Antes dos pacotes estarem prontos para atravessar o cabo coaxial da rede Ethernet sob a forma de datagramas, eles devem passar pelo CSMA/CD, o protocolo de controle de acesso que determina como os nós da rede devem compartilhar o acesso ao cabo.

O CSMA/CD "escuta" o que está ocorrendo no meio de transmissão antes de transmitir. Se a placa adaptadora da rede receber do *software* de nível mais alto dados a serem enviados, ela deverá verificar se alguma outra estação está enviando dados através do cabo. Apenas quando o cabo estiver "silencioso" a placa adaptadora da rede enviará a mensagem.

O CSMA/CD também serve como mediador quando acontece o inevitável, dois ou mais nós começam a transmitir dados simultaneamente através de um cabo desocupado e as transmissões colidem. As placas adaptadoras são capazes de detectar essas colisões devido aos sinais elétricos produzidos por transmissões simultâneas. Ao detectar uma colisão, as placas adaptadoras da rede começam a transmitir o que é chamado de sinal de congestionamento, para assegurar que todos os nós conflitantes percebam a colisão. Feito isso, cada placa adaptadora para de transmitir e consulta a programação interna de modo a determinar aleatoriamente um tempo para retransmissão. Esse período de "interrupção" assegura que as estações não continuem provocando colisões ao enviar dados toda vez que o cabo ficar silencioso.

No final de 1990, depois de três anos de reuniões, propostas e acordos, um dos comitês IEEE concluiu uma especificação para utilizar a sinalização do tipo Ethernet com fios de par trançado.

O IEEE chama o novo padrão 802.3 de 10 Base T. A família de padrões 802.3 do IEEE geralmente descreve uma sinalização CSMA, como a do padrão Ethernet, usada em diversos sistemas de fiação. O nome 10 Base T indica uma velocidade de sinalização de 10 megabits por segundo, um

esquema de sinalização por banda-base e uma fiação de par trançado em uma topologia física em estrela.

O apelo teórico do padrão 10 Base T é que oferece aos gerentes de redes locais a opção de usar a fiação telefônica já instalada, poupando problemas e custos de instalação. No entanto, a maioria das organizações não possui uma quantidade de fios de boa qualidade, capazes de suportar uma instalação de rede, e os responsáveis pelo planejamento de redes locais sempre acabam decidindo que devem utilizar mais fios. Por outro lado, a tecnologia de fios de par trançado, ao contrário das alternativas Ethernet coaxiais e Token-Ring com fios blindados de par trançado, já é familiar aos técnicos que estão nas equipes.

Para o gerente de uma rede, a maior vantagem potencial de uma instalação de fios 10 Base T vem do esquema de fiação em estrela, que oferece gerenciamento centralizado e confiabilidade.

b) Token Ring

O subcomitê 802.5 da IEEE, com uma liderança expressiva de representantes da IBM, desenvolveu um conjunto de padrões que descreve uma rede com passagem de fichas em uma topologia lógica em anel.

A estrutura da Token Ring é base da arquitetura de redes local e remota da IBM. A empresa oferece conexões opcionais Token Ring em seus *hardwares* e *softwares* para *main frame*, de modo que PC e *main frames* possam ser utilizados da mesma forma em uma rede. Não significa

entretanto que para isso seja preciso utilizar *hardwares* e *softwares* IBM em redes com placas adaptadoras Token Ring. Outras empresas e muitos outros fabricantes vendem placas adaptadoras Token Ring.

Numa rede Token Ring usa-se a técnica de fichas.

Em uma rede com passagem de fichas em anel, um conjunto de dados chamado de ficha circula entre as estações da rede quando estas encontram-se desocupadas. Essa técnica define a topologia lógica seqüencial e o protocolo de controle e de acesso aos meios físicos. Uma estação com mensagem a transmitir espera até receber uma ficha livre. Essa ficha livre é transformada em uma ficha ocupada. A estação transmite um bloco de dados chamado de "quadro" imediatamente após a ficha ocupada. O quadro contém a mensagem, ou parte dela, a ser enviada pela estação. O sistema não faz com que uma estação aceite, leia e, depois, passe a ficha adiante. Em vez disso, o fluxo de bits que forma uma ficha ou uma mensagem pode passar por até três estações simultaneamente.

Quando uma estação transmite uma mensagem, não existe ficha livre na rede, de modo que as outras estações com mensagens a transmitir devem esperar. A estação receptora copia os dados do quadro, e o quadro continua a transitar pelo anel até chegar novamente à estação transmissora. A estação transmissora recolhe a ficha ocupada e insere uma nova ficha livre no anel. O uso do sistema de controle de acesso ao meio físico através de passagem de fichas evita que as mensagens interfiram umas nas outras, garantindo que apenas uma estação de cada vez possa transmitir.

Esse fluxo de dados faz com que as redes Token Ring se adaptem melhor a meios de fibra óptica do que sistemas do tipo "*broadcast*" como o Ethernet. O meio óptico normalmente estabelece uma transmissão em um só sentido, e a ficha é transportada em apenas uma direção ao redor do anel. Por isso, não há necessidade da utilização de transformadores ópticos, para dividir a potência, ou de repetidores de alto custo.

Os sistemas Token Ring utilizam um centro de fiação (Hub) que contém reles eletromecânicos que transformam a estrela física em um anel lógico.

Quando uma estação tenta se juntar ao anel, uma descarga elétrica sai da placa adaptadora, através do cabo, para o Hub, onde ativa o relê referente a esse fio do Hub. Assim, o relê reconfigura o anel em mili segundos e inclui a nova estação.

Se o cabo de uma das estações se partir, os fios dos cabos entram em curto-circuito, ou a estação fica sem alimentação, o relê se abre, e a estação é desligada do anel. Essa disposição evita que um cabo defeituoso interrompa toda a rede.

O cabo normalmente recomendado para instalações Token Ring contém dois pares trançados cobertos por uma lâmina de proteção. O comprimento máximo do cabo entre o Hub e o ponto de conexão do nó da rede não pode exceder 45 metros. Os cabos são conectados ao Hub através de um conector especial que requer uma certa experiência para ser instalado no cabo.

É possível instalar um dispositivo especial, que permite o uso de fios de par trançado sem blindagem, no cabo que sai da placa adaptadora da rede local. Porém, esta técnica não é recomendada pois existem indícios de problemas causados por interferência elétrica absorvida através dos cabos de par trançado sem blindagem.

c) Token Bus

Trata-se de um padrão de rede ligada em barramento (multiponto) porém com lógica de anel e usando o sistema de passagem de fichas (802.4).

d) FDDI (*Fiber Distributed Data Interface*)

O comitê IEEE 802.6 está desenvolvendo um padrão, a solução tecnicamente ideal, para as MAN ou redes metropolitanas. O comitê IEEE 802.6 trabalha em um padrão denominado DQDB (*Distributed Queue Dual Bus*). A topologia DQDB inclui duas conexões de cabo paralelo, geralmente cabos de fibra óptica, conectando cada nó (com frequência um roteador de um segmento de rede) do sistema. Esse sistema dual de cabos oferece alta confiabilidade e altas taxas de sinalização, geralmente em torno de 100 megabits por segundo. Cada anel do cabo é independente e transporta pequenos pacotes de 48 bytes em torno do anel de um nó ao outro nó.

Em instalações mais sofisticadas, as redes FDDI funcionam como ponto de concentração do tráfego para alimentar uma rede maior DQDB. Os sistemas FDDI trabalham com cerca de 80 megabits por segundo e estão limitados a áreas menores do que o DQDB. Os sistemas FDDI operam através de distâncias limites em mais ou menos 100 km de cabo em cada anel, e os nós não podem estar afastados mais de 2,5 km um do outro.

A arquitetura da FDDI utiliza dois anéis de fibra (o anel principal e o secundário) para transportar dados (Fig. 2.5.9-1). Os anéis se encontram em uma topologia física de Hub similar à descrita na arquitetura Token Ring IEEE 802.5. Todos os nós são associados ao anel principal, mas, como o anel secundário foi projetado principalmente para fornecer uma conexão de *backup* em caso de falha do anel principal, por motivo de economia, alguns nós (denominados estações classe B) não são associados ao anel secundário.

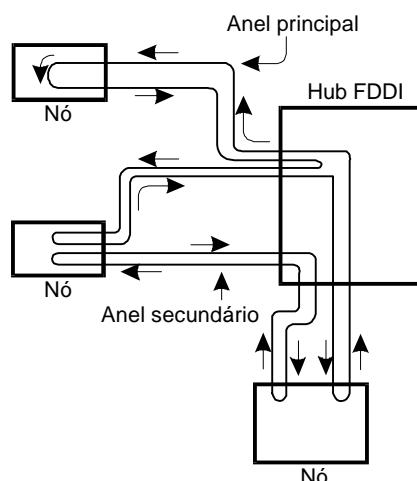


Fig. 2.5.9-1 Configuração FDDI

A FDDI é uma excelente tecnologia para a uma rede metropolitana. Por serem relativamente inertes e capazes de ignorar interferências elétricas é possível utilizar os cabos de fibra óptica em todos os tipos de locais desfavoráveis.

2.5.10 Descrição de uma comunicação simples.

Para entender a comunicação de dados, procurar-se-á descrever neste item um protocolo usado por um fabricante [2-9] na comunicação de um computador com reles digitais.

Este protocolo não é padrão porem sua simplicidade facilita o entendimento do que é comunicação de dados.

Na Fig. 2.5.10-1 mostra-se a ligação do computador (mestre) aos reles (escravos) numa rede multiponto.

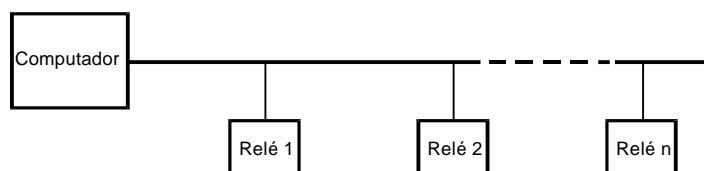


Fig. 2.5.10-1 Conexão computador - reles

As características deste sistema são as seguintes:

- Padrão RS-485 com isolamento galvânica
- Até 1000 metros de comprimento
- Par blindado aterrado em um ponto
- Transmissão half duplex 9600 bps

A informação para a comunicação de dados é agrupada em "caracteres". Cada caracter contem 7 bits de dados, um bit de paridade, um start bit e um stop bit.

Os comandos possíveis são:

- FAST SCAN: Comando enviado constantemente pelo mestre. Respondendo a esta indagação do mestre, o relê (escravo) envia os valores de correntes nas três fases e um caracter com informações de status, uma das quais se o relê operou.
- READ: Em resposta a este comando vindo do mestre o relê envia os valores armazenados em certas posições da memória. Este comando é dado logo após ao FAST SCAN, quando por este último identifica-se que o relê operou. A informação transmitida pelo relê contem as correntes de curto circuito nas três fases.
- WRITE: Comando para escrever valores em posições específicas da memória do relê.

- PROTECTED WRITE Comando para escrever valores em posições de memória de acesso restrito do relê, mediante uso de senha correta. Serve para calibrar o relê, a distância.

- RESET: Comando para desbloquear o relê.

Os quadros de mensagem tem o seguinte formato e conteúdo mostrado em dois exemplos de comando a seguir.

a) **FAST SCAN**

MESTRE		ESCRAVO	
DESCRIÇÃO	VALOR	DESCRIÇÃO	VALOR
SINCRONIZAÇÃO	\$ 5A	SINCRONIZAÇÃO	\$ 5A
ENDEREÇO DO RELÊ		ENDEREÇO DO RELÊ	
COMPRIMENTO DE DADOS (BYTES)		COMPRIMENTO DE DADOS	
TIPO COMANDO	\$ 01	COMANDO RESPOSTA	\$ 81
CRC LOW		STATUS LÓGICO	
CRC HIGH		IA LOW	
		IA HIGH	
		IB LOW	
		IB HIGH	
		IC LOW	
		IC HIGH	
		CRC LOW	
		CRC HIGH	

SOLICITAÇÃO RESPOSTA

OBS: - Todo quadro se inicia com "\$ 5A"

- Endereço do relê na rede: 1 a 36

- Tipo de comando: Código conforme tabela a seguir.

COMANDO	MESTRE	ESCRAVO
FAST SCAN	\$ 01	\$ 81
READ	\$ 02	\$ 82
WRITE	\$ 04	\$ 84
PROTECTED WRITE	\$ 09	\$ 89
RESET	\$ 08	\$ 88

- CRC: Valor obtido pela aplicação de um algoritmo aos dados comunicados cujo resultado servirá para verificar se a mensagem chegou sem erro. O resultado é alocado em 2 caracteres (CRC LOW, CRC HIGH).
- Status lógico: Informações diversas uma das quais é se o rele atuou.
- IA, IB, IC: Correntes nas fases A, B, C, cada uma com 2 caracteres.

b) PROTECTED WRITE

MESTRE

SINCRONIZAÇÃO	\$ 5A
ENDEREÇO DO RELÉ	
COMPRIMENTO DE DADOS	
COMANDO	\$ 09
ENDEREÇO DO OBJETO	
PASSWORD LOW	
PASSWORD HIGH	
VALOR DO OBJETO	
CRC LOW	
CRC HIGH	

ESCRAVO

SINCRONIZAÇÃO	\$ 5A
ENDEREÇO DO RELÉ	
COMPRIMENTO DE DADOS	
COMANDO	\$ 89
ENDEREÇO DO OBJETO	
PROTECTED WRITE STATUS	
OBJETO ESCRITO	
CRC LOW	
CRC HIGH	

OBS: - Endereço do objeto: posição de memória a partir do qual será gravado o valor do "objeto"

- Password: senha do usuário cuja validade é conferida antes de registrar o valor do objeto, na memória.
- Valor do objeto: informação a ser escrita no rele.
- Protected write status: informação sobre a validade da solicitação. Algumas delas são:

- \$ 00 Correto, escrita feita
- \$ 10 Objeto inválido (erro)
- \$ 20 Password inválida (erro)
- \$ 40 Valor do objeto foi arredondado ("atenção")

No caso de protocolos específicos como este, normalmente o fabricante disponibiliza a informação e o usuário escreve o "driver" de comunicação correspondente.

c) OUTROS QUADROS

O comando READ o mestre indica quantos caracteres devem ser enviados, a partir de qual posição de memória do rele.

A resposta do rele incluirá os valores encontrados naquelas posições de memória .

Desta forma para se programar no mestre o *driver* de comunicação é necessário conhecer o mapa da memória dos reles e qual o tipo de informação existente em cada posição de memória.

O comando RESET é simples, sendo que o mestre solicita apenas o rearme do rele, que responde indicando que atendeu a solicitação.

CAPÍTULO 3

PROTEÇÃO DE REDES ELÉTRICAS

3.1 INTRODUÇÃO

No sistema elétrico ocorrem sobretensões e sobrecorrentes que se perdurarem podem causar danos aos equipamentos. Assim, o sistema de potência deve ser provido de proteções, de forma a eliminar a anormalidade o mais rápido possível. Por um outro lado, esta proteção não deve atuar quando a anormalidade é pequena ou inexistente (seletividade), de forma a não prejudicar o fornecimento da energia.

Essas proteções são realizadas por “reles” que operam com base em certos princípios físicos. No passado estes reles eram compostos por partes fixas e móveis, funcionando com base em princípio de conversão de energia elétrica em mecânica (motor, solenóide).

Com o passar do tempo estes reles foram substituídos, por outros construídos com componentes eletrônicos (reles estáticos), com os mesmos objetivos. Por outro lado, o uso de eletrônica permitiu modificar a característica de alguns reles, aperfeiçoando-a para certas aplicações.

Todos estes reles ao detectarem condição anormal, acima do valor de ajuste, produz o fechamento de um contato que inserido no circuito de disparo do disjuntor provoca a sua abertura, eliminando a causa do problema.

A geração mais recente destes reles é caracterizada pelo uso de microcomputador e medição de sinais, sendo denominados “reles digitais” ou “reles numéricos”.

Nos itens seguintes serão descritos os princípios de funcionamento destes tipos de reles. Entretanto, sendo o objetivo deste documento o de abordar os aspectos gerais com visão sistêmica, não houve preocupação de cobrir e discutir todos os aspectos envolvidos. Isto porque ficaria muito extenso, uma vez que o assunto, sozinho, justifica um texto próprio.

Será aqui adotada a nomenclatura “proteção convencional” para aquela realizada com reles eletromecânicos e estáticos, e “proteção digital” para aquela com reles digitais ou numéricos.

3.2 PROTEÇÃO CONVENCIONAL

Serão abordados neste item as descrições de:

- reles eletromecânicos;
- reles estáticos;
- proteção de geradores;
- proteção de transformadores;
- proteção de barras;
- proteção de linhas.

3.2.1 Reles eletromecânicos

a) relê de sobrecorrente [3-1]

Na figura 3.2.1-1 está esquematizado o princípio de funcionamento deste relê.

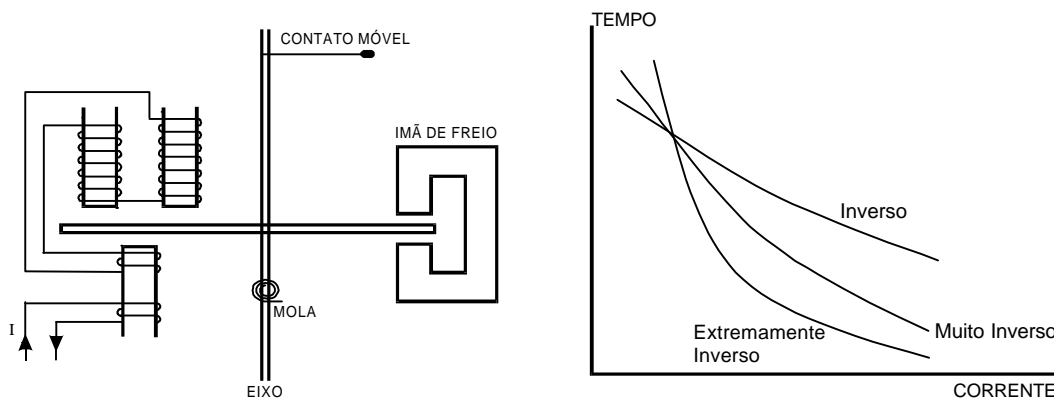


Fig. 3.2.1-1 Relê sobrecorrente de tempo inverso

A passagem da corrente de curto-circuito pela bobina produz um conjugado no disco fazendo este girar, até fechar um contato pela movimentação da haste solidária ao seu eixo. O ímã e a mola, mostrados na figura, reagem contra a movimentação do disco, impedindo o fechamento do contato ou atrasando o seu fechamento. A corrente I mínima, que provoca o movimento do disco, é a corrente de partida. O tempo de fechamento é mais rápido quanto maior for a corrente e, portanto, ao conjugado aplicado no disco. Na Fig. 3.2.1-1 está indicada a característica de operação deste relê (tempo x corrente), denominada de tempo inverso. O ajuste da mola ou do ímã permite modificar a característica de operação destes reles.

A este tipo de relê normalmente vem adicionado um contato instantâneo ou temporizado (temporização ajustável), que fecha com qualquer valor de corrente acima do mínimo de movimentação do disco. Esta unidade é denominada de "tempo fixo" e serve para coordenar a operação dos reles de sobrecorrente.

Na codificação ANSI o número 50 é atribuído a esta função exercida pela unidade de tempo fixo, enquanto que para a de tempo inverso é atribuída a numeração 51.

Notar que um solenóide pode também ser usado como relê de sobrecorrente.

b) relê de sobretensão (57) e subtensão (27)

É o mesmo relê de sobrecorrente de tempo fixo, porém na sua bobina é aplicada a tensão com um elemento passivo em série (resistência, reatância), para limitação da corrente.

c) relê de sobrecorrente direcional (67)

Consiste num disco ao qual são aplicados dois fluxos, proporcionais às correntes I_1 , I_2 , que produzem um torque dado pela equação.

$$C = K I_1 I_2 \sin A$$

onde A é o ângulo entre I_1 e I_2 .

O conjugado será máximo quando A for 90° , sendo positivo para A entre $0-90^\circ-180^\circ$ e negativo para A entre $180^\circ-270^\circ-360^\circ$ (característica direcional).

As vezes deseja-se que este conjugado seja máximo, em situação diferente de 90° entre os dois componentes. Para isto basta passar uma das correntes por um circuito paralelo composto por resistência e capacitores, e injetar na bobina do relê apenas uma das componentes (Fig. 3.2.1-2).

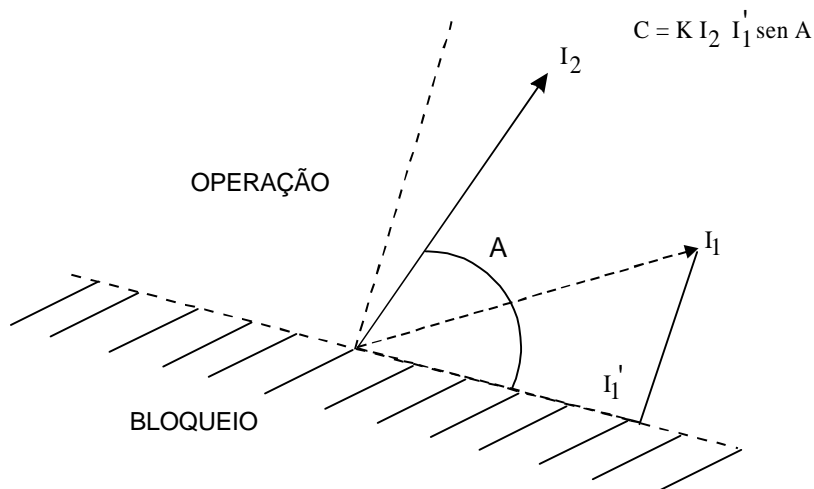


Fig. 3.2.1-2 Reles direcionais

Nos relés de sobrecorrente direcionais I_2 é, em geral, a corrente de curto-circuito e I_1 é uma corrente proporcional a tensão E , portanto, o conjugado C será:

$$C = K E I \sin A$$

onde A é o ângulo de I e uma das componentes decomposta de E .

d) relés diferenciais (87)

Numa unidade de disco pode-se compor dois fluxos, de forma que o conjugado de operação seja produzido pela diferença de duas correntes, e o conjugado de freio pela soma destas correntes, resultando num relê diferencial. A Fig. 3.2.1-3 indica esquematicamente este relê.

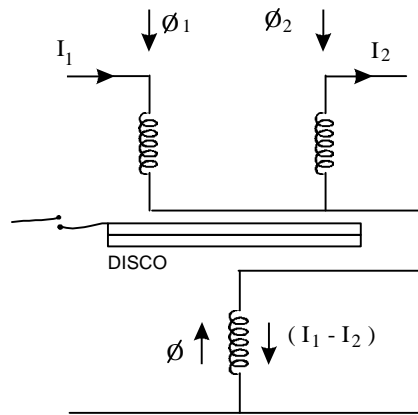


Fig. 3.2.1-3 Relê diferencial

e) relê de distância (21)

A representação esquemática de dois destes relés [3-2] está indicada na Fig. 3.2.1-4 a, b.

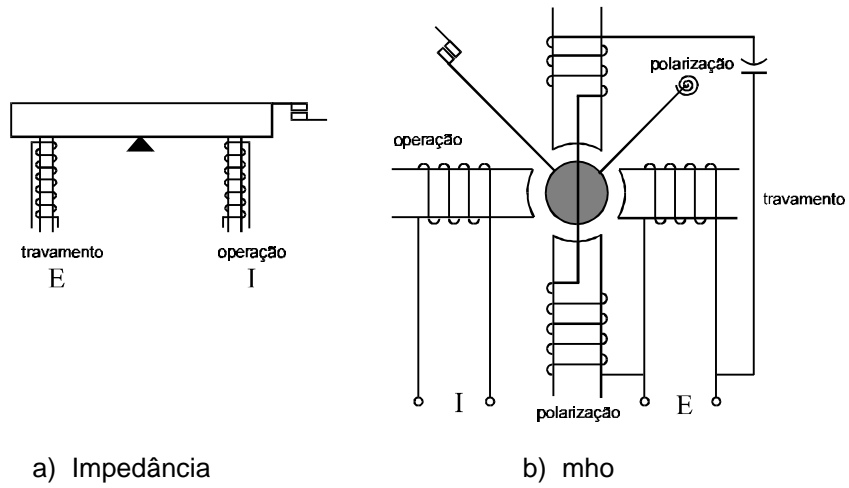


Fig. 3.2.1-4 Relé de distância

No caso da Fig. 3.2.1-4a o conjugado de operação é $k_2 I^2$ enquanto que o de freio é $k_1 E^2$. O contato fechará quando:

$$C = k_2 I^2 - k_1 E^2 > 0$$

$$\frac{E}{I} < \sqrt{\frac{k_2}{k_1}}$$

Por outro lado E/I é a impedância ($R + jX$) vista do ponto onde está o relê. A representação deste relê no plano R-X está indicada na Fig. 3.2.1-5

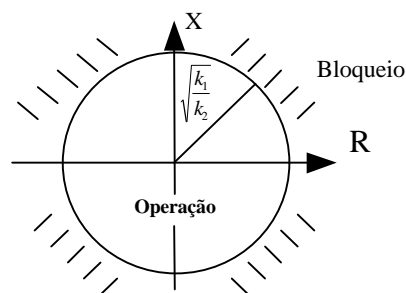


Fig. 3.2.1-5 Relê de impedância

É importante notar que os pontos no terceiro quadrante correspondem a condições em que as correntes estão fluindo no sentido contrário em relação aos pontos do primeiro quadrante.

Na Fig. 3.2.1-4 b os torque são produzidos por diferentes grandezas. Generalizando o relê da Fig. 3.2.1-4 b, tem 4 bobinas sendo que em cada uma pode estar E ou I levando a uma equação genérica de conjugado da forma:

$$C = \pm k_1 E^2 \pm k_2 I^2 \pm k_3 E I \cos(\theta - \varphi) \pm k_4$$

onde:

- C = Conjugado operacional (sendo positivo quando atua de uma tal forma que a unidade opera, fechando ou abrindo um determinado circuito);
- k_1, k_2 e k_3 = Constantes que dependem da construção e projeto da unidade.
- k_4 = Constante representando o conjugado exercido por uma mola.
- θ = Ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente.
- φ = Ângulo constante, estabelecido pela construção e projeto da unidade.

Esta equação particularizada leva aos reles cujas equações estão indicadas a seguir junto com a representação no plano R-X.

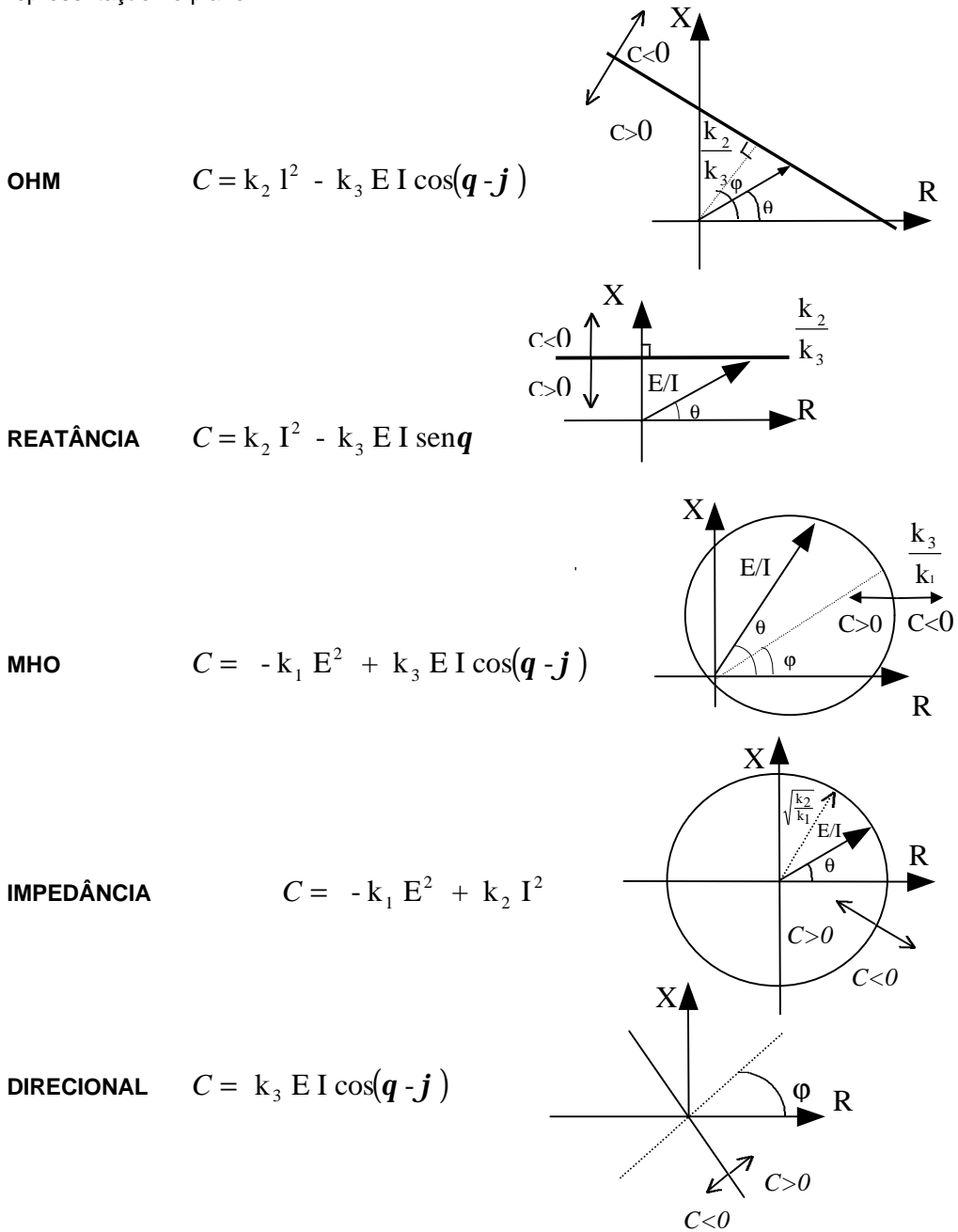


Fig. 3.2.1-6 Representação de reles no plano R - X

3.2.2 Relés estáticos

Os relés estáticos substituíram os relés eletromecânicos a partir da década de 60. Eles são construídos com componentes eletrônicos e perfazem todas as funções dos relés eletromecânicos.

Para entender o funcionamento dos relés estáticos foram escolhidos dois exemplos: um relê de sobrecorrente de tempo definido (50) e um relê de sobrecorrente direcional (67).

a) relê de sobrecorrente de tempo definido [3-3]

Na Fig. 3.2.2-1 estão representados os blocos esquemáticos do relê de sobrecorrente de tempo definido (50).

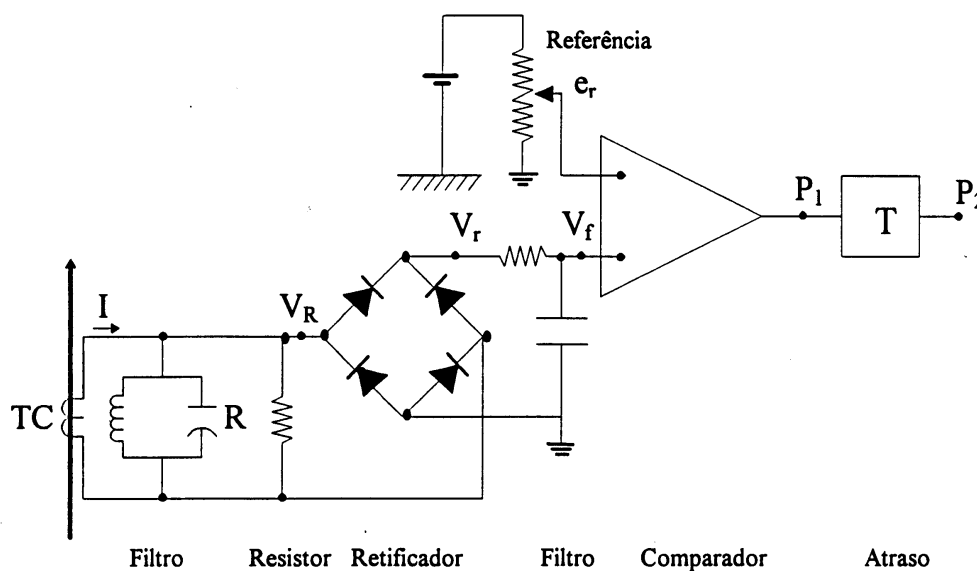


Fig. 3.2.2-1 Relê estático de sobrecorrente de tempo definido (50)

A corrente do secundário do TC passa por um filtro e por um resistor sobre o qual aparecerá uma tensão (V_R) proporcional à corrente. Esta tensão V_R passa por um retificador de onda completa e depois por outro filtro resultando a tensão (V_f)

Este valor de tensão (V_f) é comparado com a tensão de referência (e_r). Quando V_f for maior que e_r , na saída do amplificador operacional aparecerá um pulso que a seguir passa por um circuito de atraso. Na Fig. 3.2.2-2 estão apresentadas as formas de onda nos vários pontos do circuito do relê.

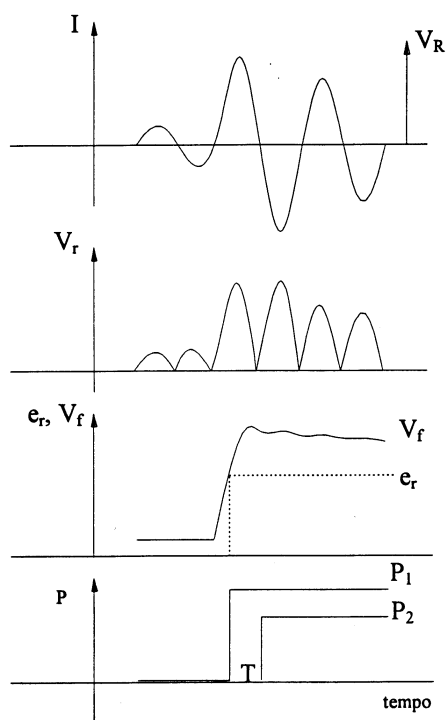


Fig. 3.2.2-2 Formas de onda em vários pontos no relê estático

b) relê de sobrecorrente direcional

Conforme visto no item 3.2.1 (Fig. 3.2.1-2), se no relê de sobrecorrente for ligada uma tensão e uma corrente, o relê terá uma característica direcional. Projetando-o de forma que o conjugado máximo irá aparecer quando a tensão e a corrente estiverem em fase, e desde que a corrente supere o valor I_{\min} , neste caso o semi plano de operação será aquele indicado na Fig.3.2.2-3.

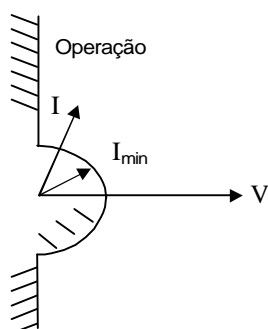


Fig. 3.2.2-3 Semi plano de operação do relê de sobrecorrente direcional

É preciso seleccionar agora quais os vetores de tensão e de corrente a serem ligados no relê. Para tal refira-se à Fig. 3.2.2-4 onde V_a , V_b e V_c são três tensões equilibradas e V_{bc} a tensão entre as fases bc.

$$|V_{bc}| = |V_b - V_c| = \sqrt{3} |V_a|$$

Em regime, alimentando uma carga com fator de potência alto, a corrente $I_a = I_L$ estará praticamente em fase com a tensão V_a . Ao ocorrer um curto-circuito, a corrente $I_A = I_C$ ficará maior e praticamente 90° atrasada em relação a V_a . Se o curto ocorrer através de uma resistência (de arco, por exemplo) a corrente será $I_A = I_{RC}$.

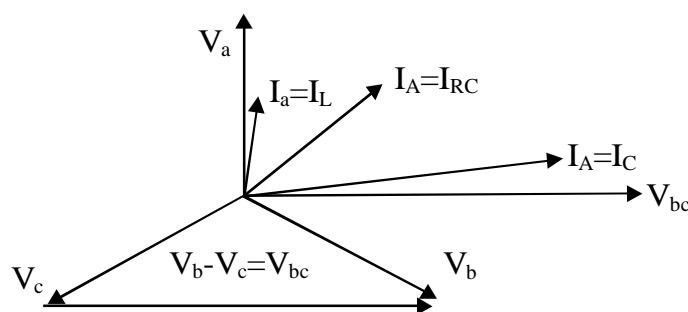


Fig. 3.2.2-4 Diagrama fasorial de correntes e tensões

Utilizando no circuito do relê os valores V_{bc} , I_A , e ajustando para que o conjugado seja máximo quando estes dois vetores estiverem em fase, obtém-se a característica de funcionamento semelhante ao da Fig. 3.2.2-3. Para outros tipos de curto (monofásico, bifásico) os valores V_{bc} e I_A também estarão com defasagem na faixa de $+90^\circ$, 0 , -90° [3-4]. Portanto a defasagem entre V e I pode usada para fazer operar o relê quando esta estiver na faixa $+90^\circ$, 0 , -90° e para impedir o funcionamento quando a defasagem estiver na faixa $+90^\circ$, 180° , 270° .

Na Fig. 3.2.2-5 está apresentada de forma esquemática o relê de sobrecorrente direcional de estado sólido que realiza esta função.

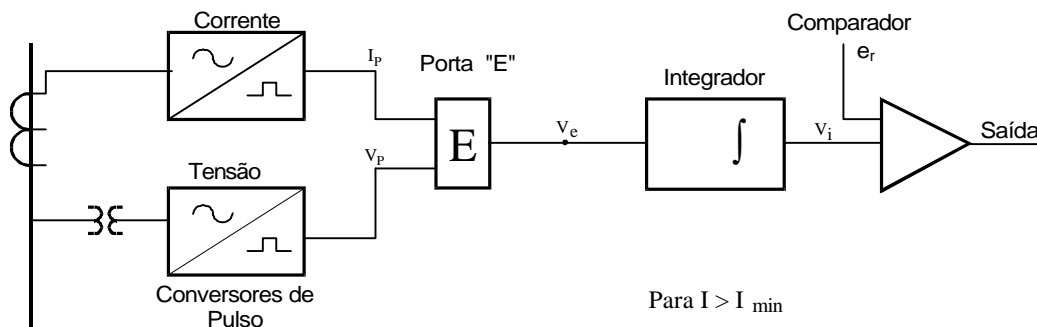


Fig. 3.2.2-5 Diagrama de blocos de um relê de sobrecorrente direcional

A corrente I e a tensão V depois de reduzidas e filtradas são transformadas em pulsos de valor diferente de zero na senóide positiva (ao passar por um amplificador operacional) e chegam a uma porta E. A saída desta porta é um pulso proporcional à defasagem entre V e I , que é integrado e comparado com uma referência indicativa da defasagem 90° .

Na Fig. 3.2.2-6 está apresentado o diagrama com os valores dos sinais em cada ponto do circuito, e para diferentes defasagens entre V e I .

A Fig. 3.2.2-6a representa a situação de máxima atuação quando V e I estão em fase. Note-se que o produto $V I$ corresponde a 6 unidades de área ($6u$) num período. As Figuras 3.2.2-6b e 3.2.2-6c representam as situações com defasagem de $\pm 90^\circ$. Nestes casos o produto $V I$ corresponde a $3u$, que deverá corresponder ao valor de ajuste de e_r . Para ângulos maiores que 90° como aquele da Fig. 3.2.2-6d (-150°) o valor de VI é correspondente a $1u$ e portanto menor que e_r .

NOTA: Precisa ser acrescentada na Fig. 3.2.2-6 a condição de que $I \geq I_{\min}$ para o relê operar (no conversor de pulso ligado a I , ou na saída do relê).

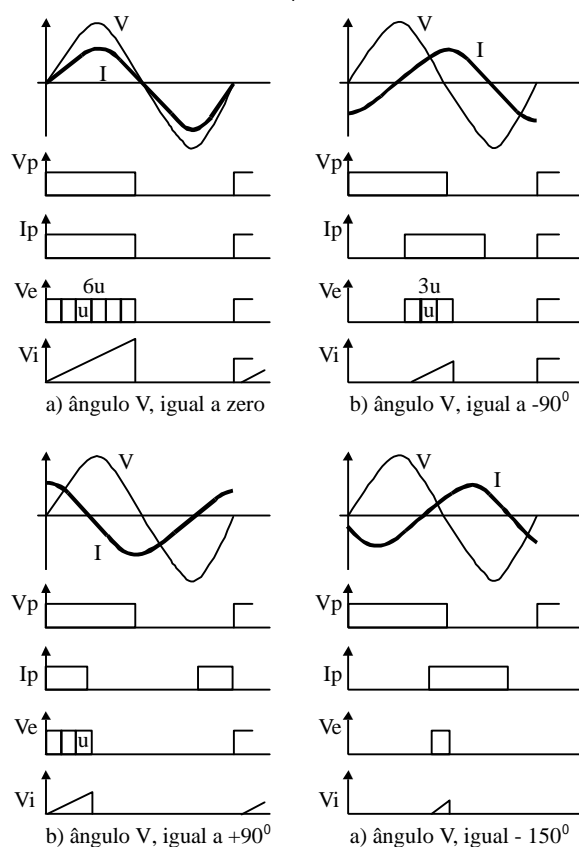


Fig. 3.2.2-6 Formas de onda no relê de sobrecorrente direcional - ângulos de I em relação a V : 0° , -90° , 90° , -150°

3.2.3 Proteção de geradores

O tipo de proteção por relés a ser usado numa usina de geração de energia elétrica, pode ser diferente dependendo da potência do gerador ou da fonte de energia a ser transformada em elétrica (hidráulica ou térmica). As seguintes proteções são usadas :

- a - relê térmico e de sobrecorrente
- b - relê de sobretensão
- c - relê contra potência ativa reversa
- d - relê de seqüência negativa
- e - relê diferencial
- f - relê de proteção contra falta a terra no rotor, e falta a terra no estator
- g - defeito entre espiras e outros

Nos geradores pequenos (300 kVA) utilizam-se as proteções "a" e "b" apenas. A proteção "c" é característica de usinas termo elétricas, e hidroelétricas com turbina Francis ou Kaplan. As proteções "d", "e", "f" e "g" são usadas em grandes geradores (>1500 kVA).

A seguir estão apresentadas algumas destas proteções :

a) proteção com relê térmico (49) e de sobrecorrente (50/51)

Na Fig. 3.2.3-1 está apresentada esta proteção.

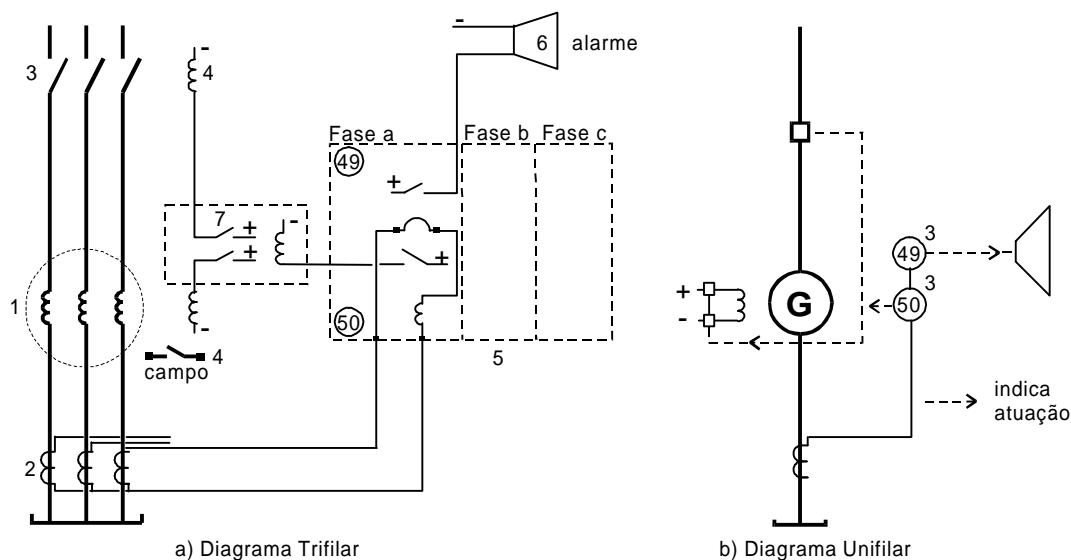


Fig. 3.2.3-1 Proteção com relê térmico e de sobrecorrente

Na figura "a", podem ser identificados o gerador (1), TC (2), disjuntor de linha (3), bobina de abertura do disjuntor principal e de campo (4), relê com unidade térmica e de sobrecorrente (5), alarme sonoro (6). Ao operar qualquer um relê térmico 49 ocorrerá o fechamento do seu contato que por sua vez liga o alarme (pelos terminais do circuito auxiliar em corrente contínua). Ao operar qualquer relê de sobrecorrente 50 haverá acionamento do relê auxiliar (7) que abrirá o disjuntor principal do gerador e o disjuntor do campo. É importante salientar que sempre ao atuar uma proteção, haverá a abertura destes dois disjuntores. Ao cessar a sobrecorrente haverá desenergização do relê auxiliar (7), e portanto interrupção da corrente no circuito de corrente contínua de atuação nos disjuntores.

Muitas vezes para garantir a operação de um relê de proteção, adiciona-se um circuito de selo conforme indicado na Fig. 3.2.3-2a. Neste caso a interrupção da corrente no circuito de corrente contínua é feita pelo contato auxiliar do disjuntor (52a)

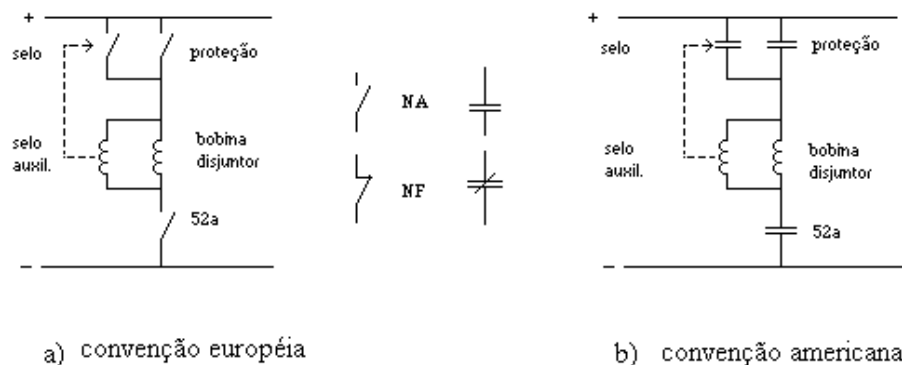


Fig. 3.2.3-2 Diagrama de abertura do disjuntor por proteção

Na figura está indicada também a nomenclatura usada para contatos : NA= normalmente aberto, NF= normalmente fechado, com o seguinte significado.

Estado (disjuntor ou relê)	estado do contato	
	NA	NF
Disjuntor aberto	aberto	fechado
Disjuntor fechado	fechado	aberto
relê atuado	fechado	aberto
relê não atuado	aberto	fechado

b) Proteção de sobretensão (59) e subtensão (27)

Esta proteção é semelhante a de sobrecorrente, exceto que no relê é aplicada a tensão fase-fase (ou de uma fase) através de uma impedância. Ao ocorrer uma sobretensão (subtensão) haverá variação de corrente que será sentida pelo relê.

Esta impedância em geral, é um circuito RC projetado para ser insensível a variação de frequência.

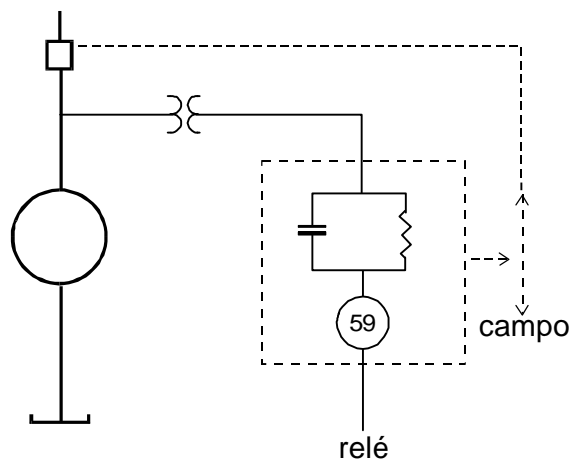


Fig. 3.2.3-3 Proteção de sobretensão

c) proteção contra potência reversa, ou motorização (32)

Consiste numa unidade direcional que detecta o sentido da potência ativa. Caso esta esteja no sentido do sistema para o gerador o relê opera atuando nos disjuntores principal e de campo

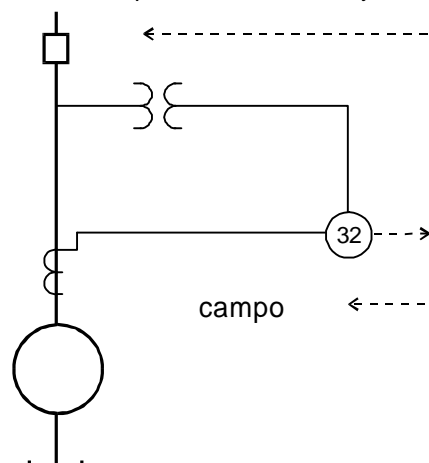


Fig. 3.2.3-4 Proteção contra potência reversa

d) proteção contra excesso de seqüência negativa (46)

No caso do gerador alimentar cargas desequilibradas aparecerá nele uma corrente de seqüência negativa que provoca um aquecimento adicional. Quando este valor de seqüência negativa ultrapassa 5 ou 10% da corrente nominal o gerador deve ser desligado sendo isto feito pelo relê de seqüência inversa, relê este que é alimentado pelas correntes nas fases do gerador após passar por um filtro adequado.

Esse filtro deixa que somente a corrente de seqüência negativa passe por uma unidade de sobrecorrente que atuará quando o valor exceder o de ajuste.

e) proteção diferencial (87)

Esta proteção está indicada na Fig. 3.2.3-5. Ela é bastante seletiva abrangendo apenas a zona entre os dois conjuntos de TC onde ela está ligada.

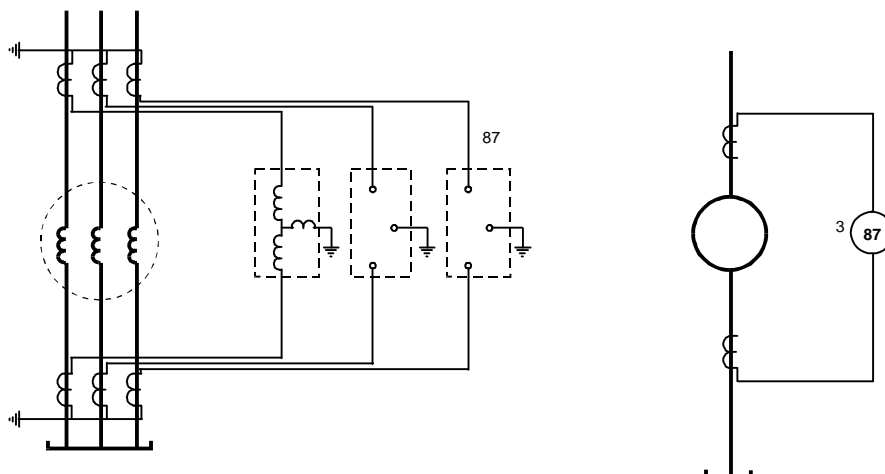


Fig. 3.2.3-5 Proteção diferencial

Na Fig. 3.2.3-6 está mostrado o funcionamento desta proteção para defeito dentro e fora de sua zona de operação.

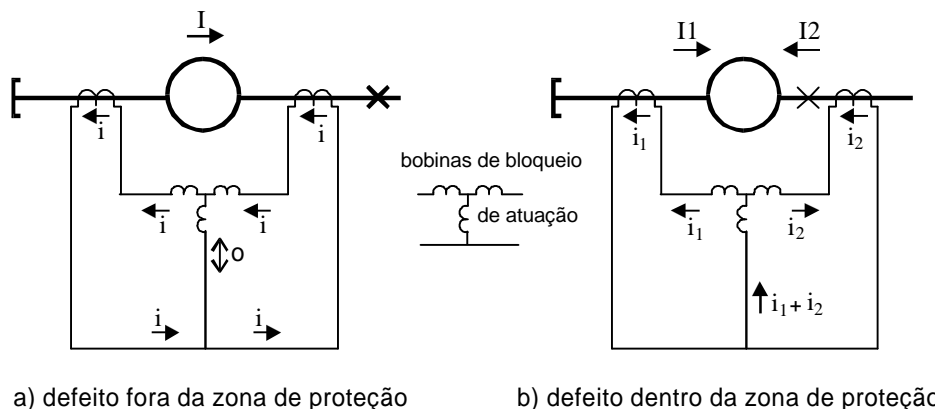


Fig. 3.2.3-6 Funcionamento da proteção diferencial

Pode-se verificar que para defeito fora da zona de proteção passa corrente apenas pelas bobinas que impedem a operação do relé. Para defeito interno passa a soma das correntes na bobina de atuação que vence a oposição das outras.

É comum, nas máquinas, colocar além da proteção diferencial do gerador uma outra proteção diferencial que engloba também o transformador elevador na mesma zona de proteção.

Outras proteções podem ser citadas, como aquela para defeito a terra (64) no rotor; para defeito a terra no estator (64); para defeito entre espiras quando o gerador tem dois enrolamentos por fase; proteção de retaguarda por impedância (21); desequilíbrio de fases (60V); relação Volt/Hertz (95); e as proteções mecânicas e térmicas do gerador, excitação e turbina.

f) proteção completa de um gerador

Na Fig. 3.2.3-7 apresenta-se esquematicamente todas as proteções de um gerador de 30 MVA

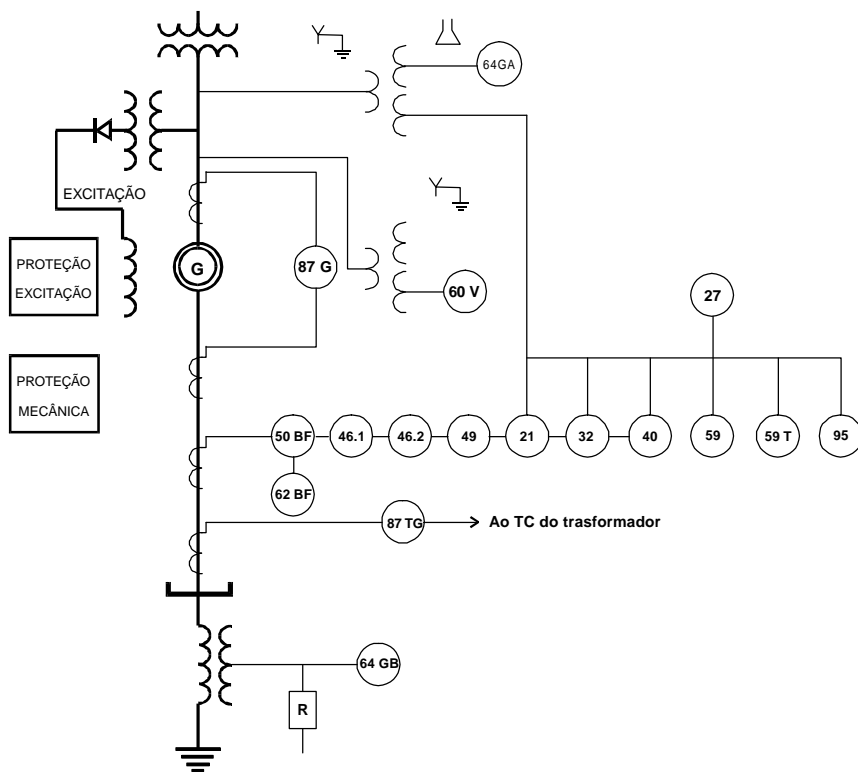


Fig. 3.2.3-7 Proteção de um grupo gerador- turbina hidráulica (30 MVA)

21 - Proteção de retaguarda

27 – Subtensão

32 - Potência reversa

40 - Perda de excitação

46-1/46-2- Sequência negativa

49 – Temperatura

50BF - Falha do disjuntor

59/59T- Sobretensão temporizada

60V – Desbalanço de tensão

62BF – Temporização

64GA/GB - Defeito a terra do estator

87G – Diferencial do gerador

87TG – Diferencial do gerador e transformador

95 - Volt/Hertz

proteções mecânicas e do sistema de excitação

- temperatura do mancal de escora
- temperatura do mancal do gerador
- temperatura do metal da turbina
- temperatura do óleo do mancal da turbina e gerador
- vazão de óleo de lubrificação
- vazão de água de refrigeração do gerador
- vazão de água de vedação
- pressostato e nível de óleo do tanque de pressão do regulador
- sobre velocidade
- vibração de eixo
- relativo às pás do rotor e palhetas diretrizes
- proteção do transformador de excitação (temperatura 49)
- defeito a terra do rotor (64)
- proteção dos tiristores
- sobrecorrente de campo (76)

3.2.4 Proteção de transformadores

Nos transformadores são utilizadas as seguintes proteções principais :

- diferencial
- sobrecorrente
- buchholz
- térmica

a) proteção diferencial

Utiliza o mesmo princípio descrito na proteção diferencial dos geradores.

Aqui é importante salientar o papel das bobinas que se opõe a operação do relê. Na energização do transformador, ocorre uma corrente transitória ("*inrush*") distorcida e com grande conteúdo de harmônicos dirigindo-se ao ramo magnetizante do transformador. Isto é visto pelo relê como uma corrente diferencial portanto como um defeito interno, fazendo-o tender a operar. Por outro lado esta mesma corrente passa pela bobina de oposição a operação. Se esta tiver ajuste adequado, proverá inibição da operação na energização do transformador e permitirá operação adequada quando da ocorrência de defeito interno.

Os relés diferenciais permitem um ajuste destas duas ações, por exemplo operar quando a corrente diferencial é 20% da corrente passando pela bobina de oposição. Esta característica é útil também na compensação de eventuais correntes diferenciais que surgem devido a diferenças na relação de transformação dos TC, ou por saturação dos TC para defeitos próximos fora da zona de proteção.

Na Fig. 3.2.4-1 é apresentada a ligação de uma proteção diferencial, de um transformador ligado em ΔY (aterrado),

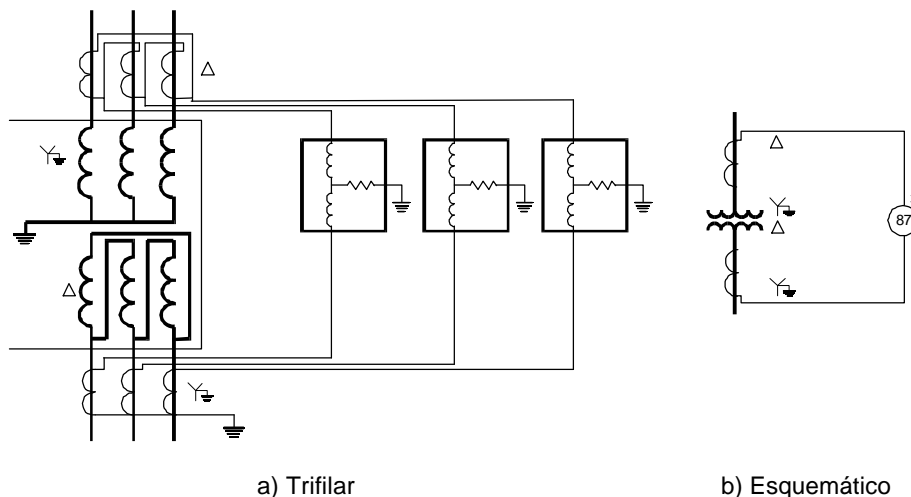


Fig. 3.2.4-1 Proteção diferencial do transformador

Notar que no lado Y do transformador os TC são ligados em Δ e vice-versa. Isto é feito pelo fato da ligação ΔY produzir uma rotação na corrente do primário em relação ao secundário. Sem esta ligação, a proteção operaria para defeito fora da zona de proteção. Esta situação é mostrada na Fig. 3.2.4-2 no caso de um transformador $Y\Delta Y$, onde a operação é incorreta, e na Fig. 3.2.4-3 onde a atuação é correta graças ao transformador auxiliar que ajusta no circuito secundário a defasagem produzida no transformador.

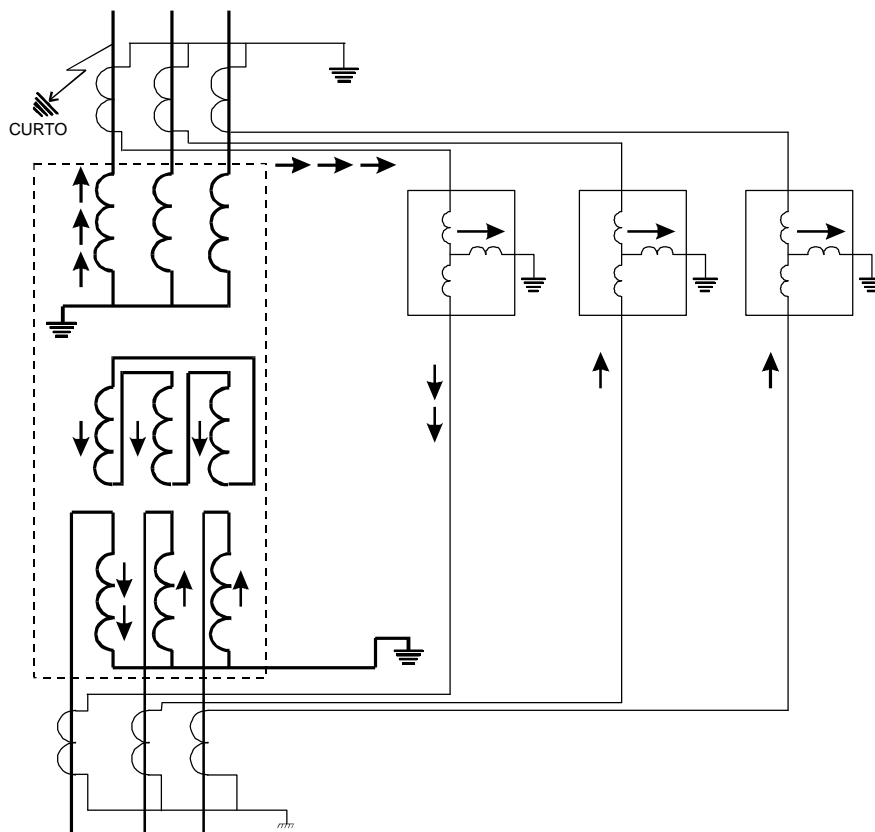


Fig. 3.2.4-2 Funcionamento incorreto devido a ligação dos TC

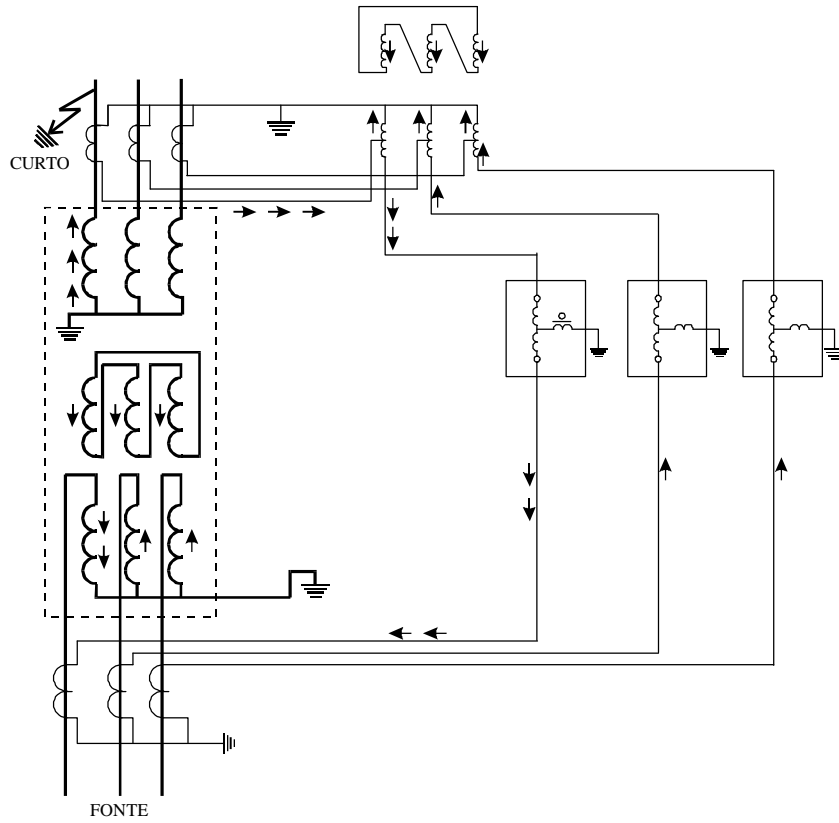


Fig.3.2.4-3 Funcionamento correto graças ao TC auxiliar

No caso de transformadores com mais de dois enrolamentos acessíveis, pode-se também fazer a proteção diferencial, ligando adequadamente os TC conforme mostrado na Fig. 3.2.4-4

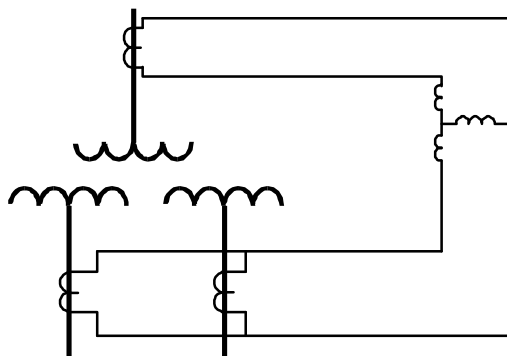


Figura 3.2.4-4 Proteção diferencial de transformador com 3 enrolamentos

Também neste caso deve-se estar atento para a conexão dos enrolamentos do transformador (ΔY), ponto este que pode ser resolvido com uma ligação adequada dos TC.

b) proteção de sobrecorrente

Essa proteção é utilizada em transformadores de pequeno porte e como proteção complementar a proteção diferencial nos transformadores grandes.

Consiste na aplicação de reles de fase (2 ou 3), e reles de neutro

c) reles Buchholz e reles térmicos

O relê Buchholz (63), ou de pressão de gás, é usado em transformadores provido de tanque para expansão de óleo.

Ele é colocado na passagem do óleo do tanque principal para o tanque auxiliar. Ocorrendo curto de baixa corrente, ou sobrecargas, haverá formação de bolhas pela decomposição do óleo ou do isolante. Ocorrendo curto, de alta corrente, esta formação de gás é volumosa e desloca mais rapidamente o óleo do tanque principal para o auxiliar. A intensidade de fluxo faz operar o relê.

O relê Buchholz detecta as duas condições sendo usado para alarme no caso de formação de bolhas e para desligamento no caso de curto com altas correntes.

O relê de imagem térmica (49) mede indiretamente a temperatura dos enrolamentos. Por ele circula a corrente de carga que provoca um aumento da temperatura em uma resistência, temperatura esta que somada a temperatura do óleo, fornece a temperatura do enrolamento.

Outra proteção térmica pode ser por um termômetro que mede a temperatura do óleo.

Estas proteções ao atuarem, podem ou ligar estágios de ventilação, produzir um alarme, ou mesmo desligar o transformador.

Outra proteção a salientar é a válvula de alívio de pressão (63 VS), usada para transformadores imerso em óleo ou gás. Esta proteção serve para reduzir a pressão interna nestes equipamentos.

d) proteção completa do transformador

Na Fig. 3.2.4-5 está apresentado um esquema completo de proteção de um transformador.

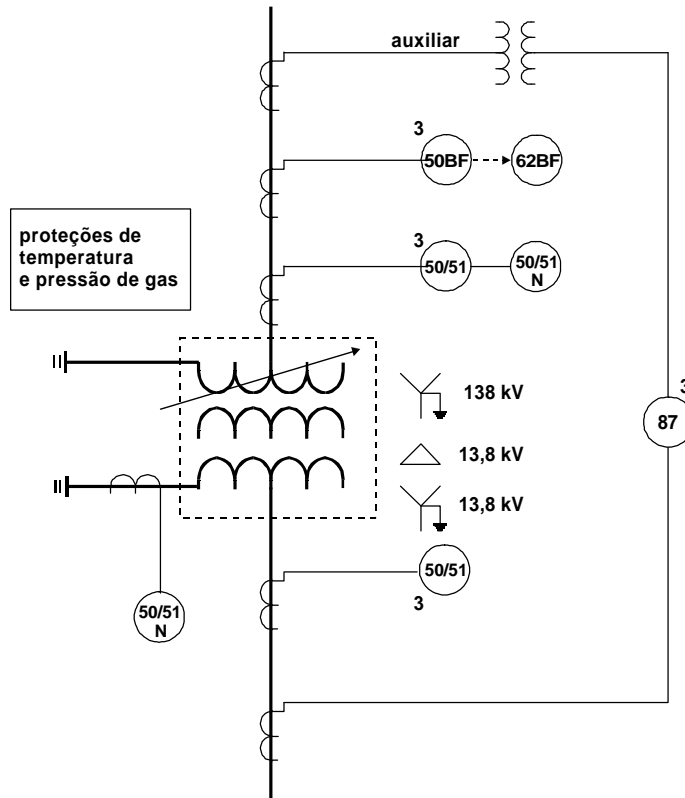


Fig. 3.2.4-5 Proteção de transformador

50 BF/62 BF	falha de disjuntor / temporização
50/51	relê de sobrecorrente instantâneo e temporizado
50/51 N	relê para defeito a terra
87	diferencial

outros:

26.1/26.2	temperatura do óleo
49.1/49.2	temperatura do enrolamento
63.1/63.2 TR	bucholz do transformador
63.1/63.2 C	bucholz do comutador sob carga
71	nível de óleo do transformador
63 VS	válvula de segurança

3.2.5 Proteção de barras

A proteção dos barramentos é feita por reles operando no princípio de corrente diferencial. Assim os TC de todos os "bays" (linhas, transformadores, cargas) são ligados em paralelo ao relê (Fig. 3.2.5-1).

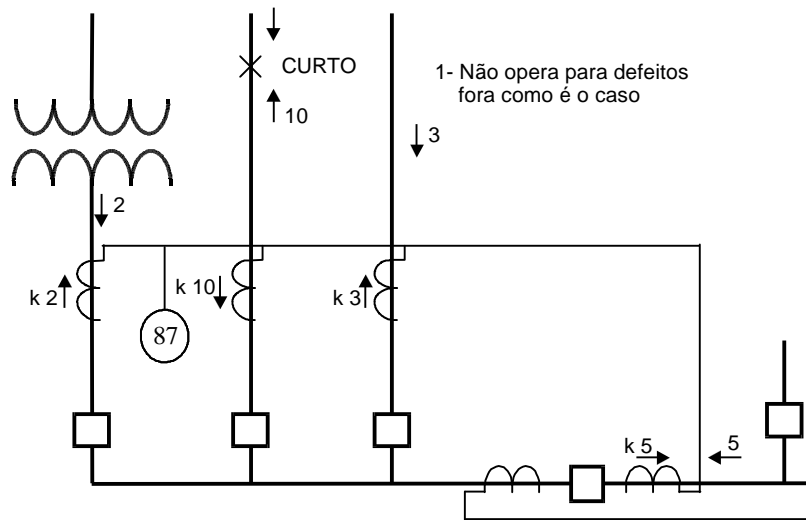


Fig. 3.2.5-1 Proteção de barra

Esta proteção ao atuar deve desligar o disjuntor de paralelo das barras e todos os disjuntores ligados a barra com defeito.

3.2.6. Proteção de linhas

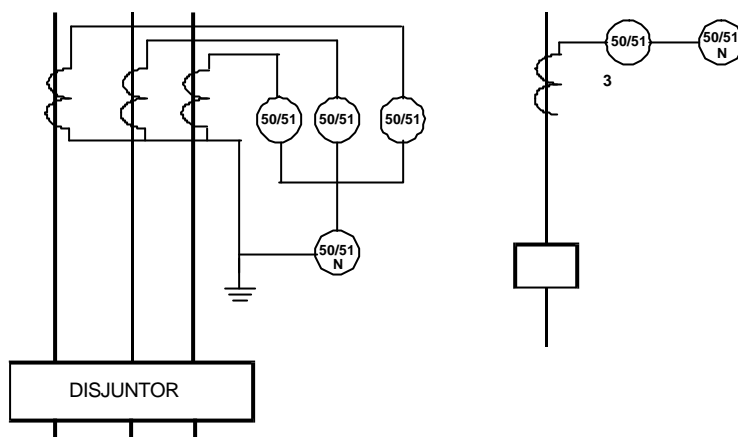
Para as linhas são usadas as seguintes proteções:

- sobrecorrente de fase e terra
- sobrecorrente direcional (fase e terra)
- impedância
- proteção diferencial longitudinal

Quando se tem várias linhas, uma sucedendo a outra, a proteção principal de uma pode servir de proteção de retaguarda a outra desde que devidamente coordenada.

a) proteção de sobrecorrente (50/51)

Na Fig. 3.2.6-1 está apresentada esta proteção.



Quando se tem várias linhas, uma sucedendo a outra, a proteção principal de uma pode servir de proteção de retaguarda a outra desde que devidamente coordenada.

a) proteção de sobrecorrente (50/51)

Na Fig. 3.2.6-1 está apresentada esta proteção.

Fig. 3.2.6-1 Proteção de sobrecorrente de linha

Os relés de sobrecorrente utilizados neste esquema são: o de tempo inverso (51), com uma unidade instantânea ou de tempo fixo ajustável (50). Para todos os defeitos opera pelo menos um relê de fase enquanto que o de relê de terra opera apenas quando existe seqüência zero (curto monofásico ou bifásico a terra).

Na Fig. 3.2.6-2 é mostrada a coordenação que deve ser provida para operação adequada dos relés.

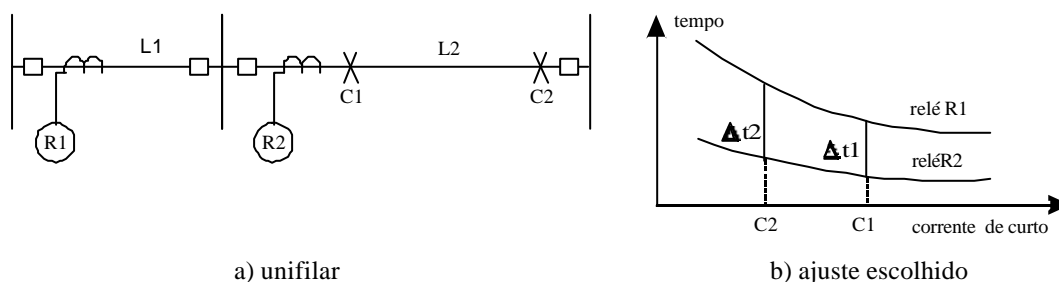
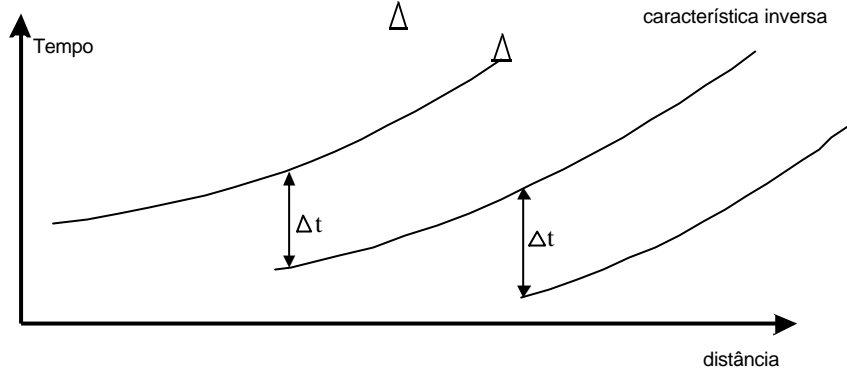
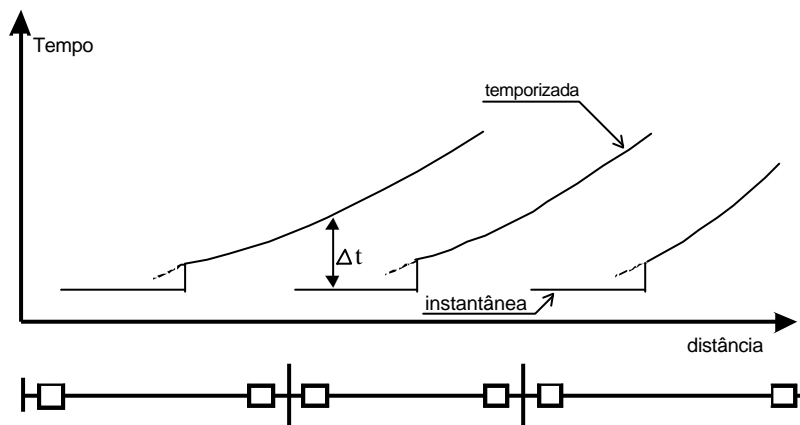


Fig. 3.2.6-2 Coordenação de proteção

Segue-se que para curto em qualquer ponto de linha L2, primeiro operará R2, e depois R1



a) só unidade de tempo inverso



b) tempo inverso e instantaneas

garantindo a diferença de tempo adequado t_1 para curto em C1 (maior corrente) a diferença será adequada para curto em qualquer outra posição (t_2 por exemplo).

Entretanto quando se tem vários trechos de linha sucessivos esta coordenação fará com que os tempos sejam altos para curto nos primeiros trechos o que é indesejável. A solução é ajustar a unidade instantânea para um certo percentual de distância do trecho, conseguindo assim uma melhoria nos tempos de operação (Fig. 3.2.6-3).

Fig. 3.2.6-3 Coordenação da proteção de sobrecorrente

Esta coordenação para os relés de fase deve ser feita para todos os tipos de curto. Para o relê de terra apenas os curtos monofásico e dupla fase a terra devem ser usados na coordenação.

b) relés de sobrecorrente direcional (67/67N)

Valem aqui as mesmas observações feitas no sub item anterior com a diferença de se utilizar relê de sobrecorrente polarizado por tensão o que lhe dá uma característica direcional.

Estes relés são adequados para linhas ligadas em anel. Na Fig. 3.2.6-4 indica-se esta proteção, bem como a direção dos relés, que deverão ser coordenados em dois grupos.

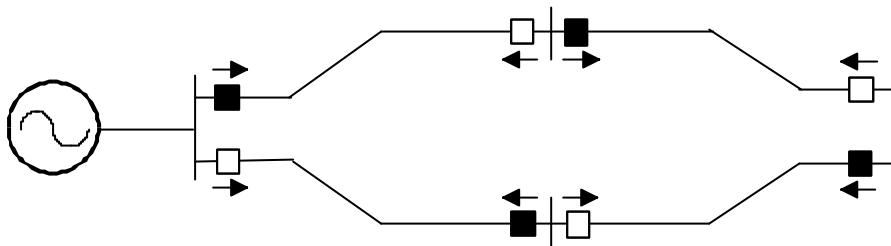


Fig. 3.2.6- 4 Proteção direcional de linhas

c) proteção por relés de distância / impedância (21)

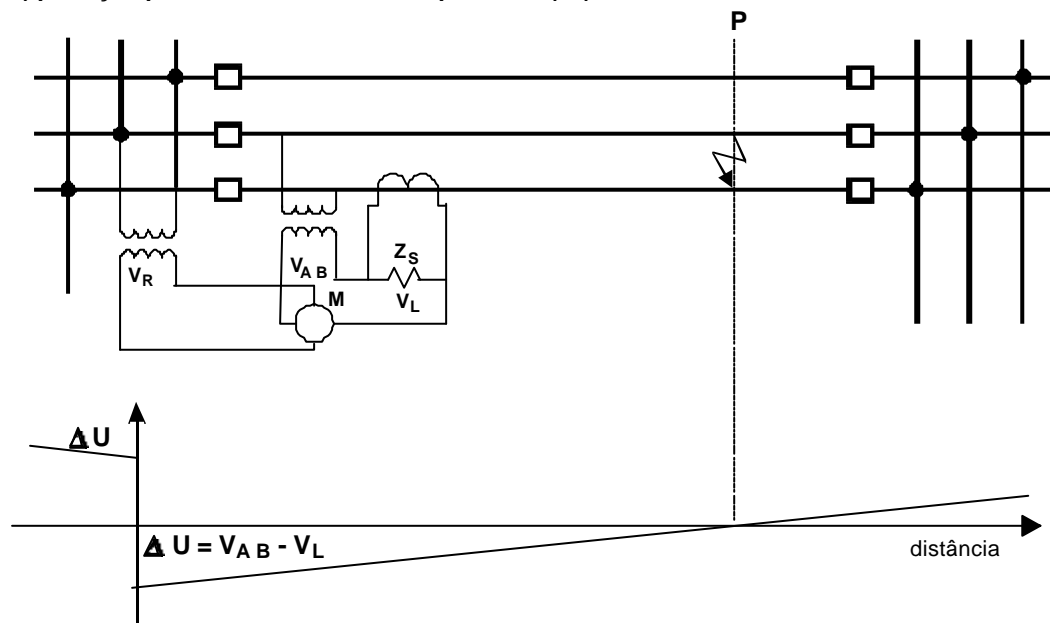


Fig. 3.2.6-5 Proteção de distância

Consiste na aplicação de um conjunto de proteção que inclui relés de impedância, mho e sobrecorrente direcional.

Este conjunto é composto normalmente por 3 unidades de partida tipo impedância, uma em cada fase e uma unidade de partida de sobrecorrente direcional de terra. Ao detectar um defeito estas unidades conectam adequadamente uma tensão e uma corrente numa unidade de medição tipo direcional com característica tipo mho. Na Fig. 3.2.6-5 é apresentada uma ilustração deste princípio [3-6].

O valor de impedância Z_s é igual a da linha até um certo ponto P, limite de alcance da zona. Para curtos além do ponto P (e atrás do relê) o valor ΔU é positivo enquanto que para curto entre o relê e o ponto P o valor de ΔU é negativo. O relê M é ligado de forma a fechar o contato quando ΔU é negativo.

Nesta unidade existe também um relê temporizado que após certos tempos (ajustáveis) mudam o valor V_R por comutação de tap, estendendo assim a zona de alcance do relê. Estes reles normalmente vem com 3 ajustes, portanto com três zonas direcionais e uma não direcional o que lhe dá a característica indicada na Fig. 3.2.6-6.

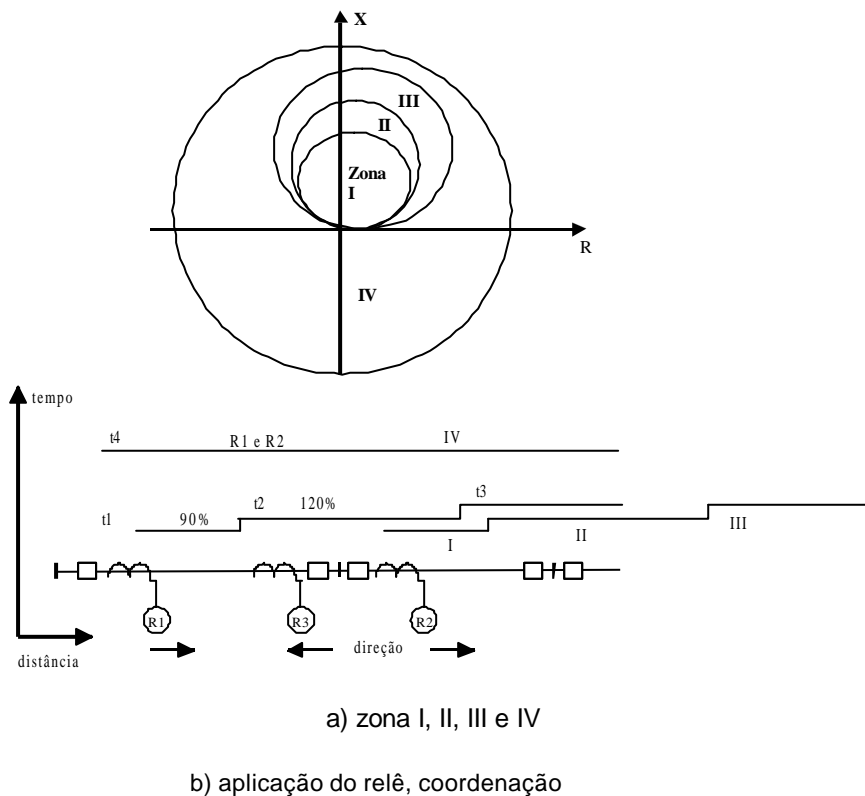


Fig. 3.2.6-6 Zonas de proteção de um relê

Desta forma ele apresenta uma característica de fácil coordenação.

d) proteção diferencial

É um conjunto de proteção que mede as correntes nos dois extremos da linha e compara-os. Caso elas estejam em fase significa que o curto está além da zona de proteção ou inexistente. Caso estejam em oposição o curto está na zona de proteção.

A troca destas informações de correntes entre extremos da linha pode ser feita por fio piloto, carrier ou microondas. O canal de carrier também é usado em conjunto com o relê de distância descrito no item anterior, para permitir a extensão ou encurtamento da sua zona. Por exemplo, referindo-se a Fig. 3.2.6-6 o relê R3 ao detectar um curto próximo a si pode enviar um sinal por carrier ao relê R1 para que este estenda sua zona (para 120%) antes do tempo t_2 . Isto faz com que o tempo de abertura do disjuntor 1 seja menor para esta condição.

e) proteção completa de linha

Na Fig. 3.2.6-7 apresenta-se um conjunto destas proteções

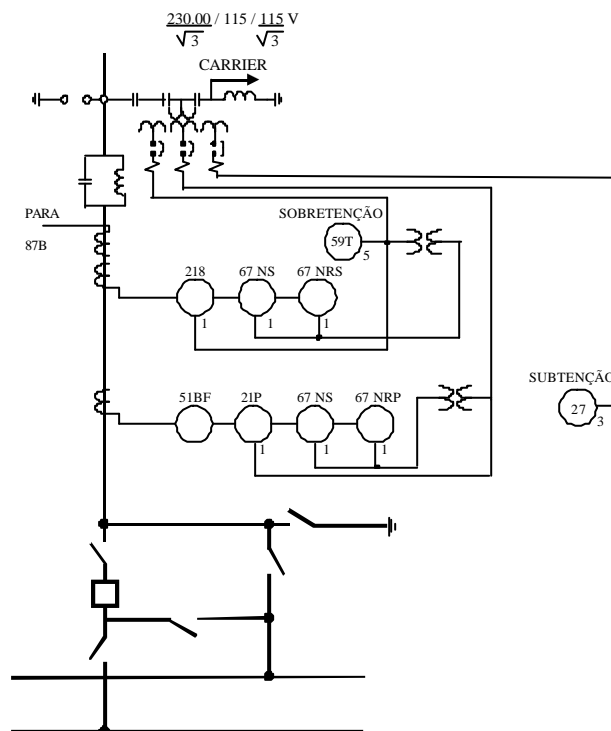


Fig. 3.2.6-7 Proteção de linha

21P/21S proteção de distância (primária / secundária)
27 proteção subtensão
67N proteção direcional de terra
59 proteção de sobretensão
51BF proteção de falha do disjuntor

3.3 PROTEÇÃO DIGITAL OU NUMÉRICA

São abordados neste item uma introdução aos seguintes tópicos:

- reles digitais
- proteção digital de linhas
- proteção digital de geradores
- proteção digital de transformadores

3.3.1 Proteção digital

A referência [3-6] contém uma análise global didática da proteção digital e nela está baseado este texto.

a) diagrama funcional de blocos

Entende-se por proteção digital ou numérica aquela executada por um dispositivo eletrônico, denominado relê digital cujo diagrama funcional de blocos está indicado na Fig. 3.3.1-1.

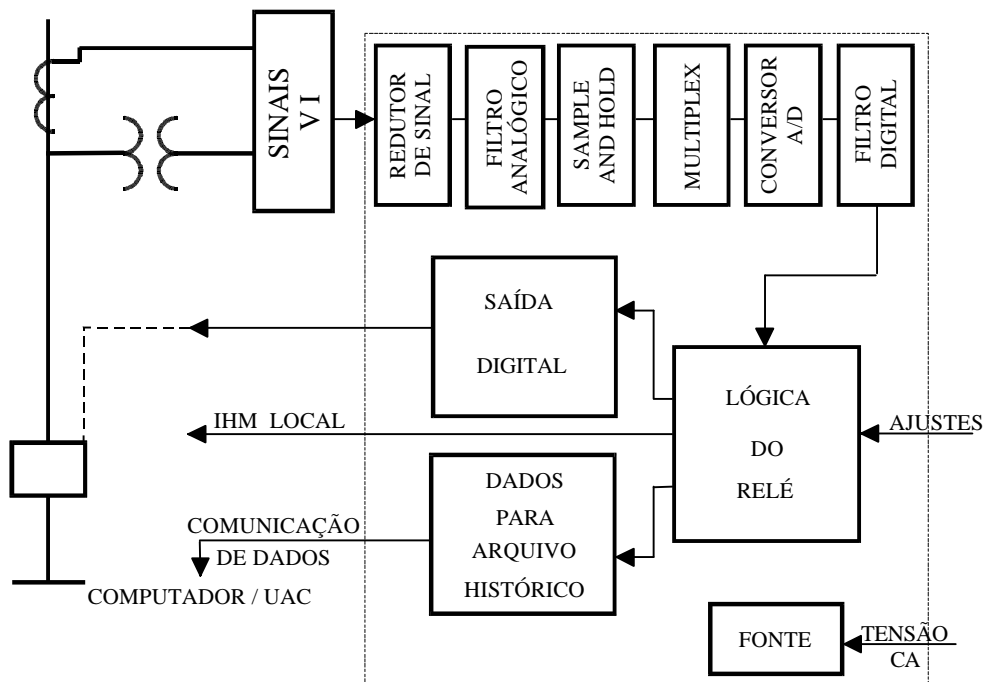


Fig. 3.3.1-1 Relê digital

No relê entram os sinais de correntes e tensões, um por fase, derivados de transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC). Estes transformadores sendo do tipo convencional fornecem corrente da ordem de dezenas de Ampères e tensão da ordem de 110 Volts, valores estes incompatíveis com dispositivos eletrônicos.

Segue-se pois que estes sinais precisam ser reduzidos para um nível da ordem de 5 V, 20 mA, por transformadores auxiliares que nesta função executam também o desacoplamento físico do circuito de campo com o circuito do relê.

O sinal reduzido passa por filtros para eliminar freqüências indesejáveis para a aplicação. Na Fig. 3.3.1-2a, b são apresentados diagramas de respostas em freqüência de filtros "passa baixa" (*low pass*) e "passa alta" (*high pass*). A associação em série de dois filtros um passa alta e outro passa baixa, produz como resultado um filtro passa faixa (*band pass*), ou um filtro rejeita faixa (*band reject*) indicado na Fig. 3.3.1-2 c, d.

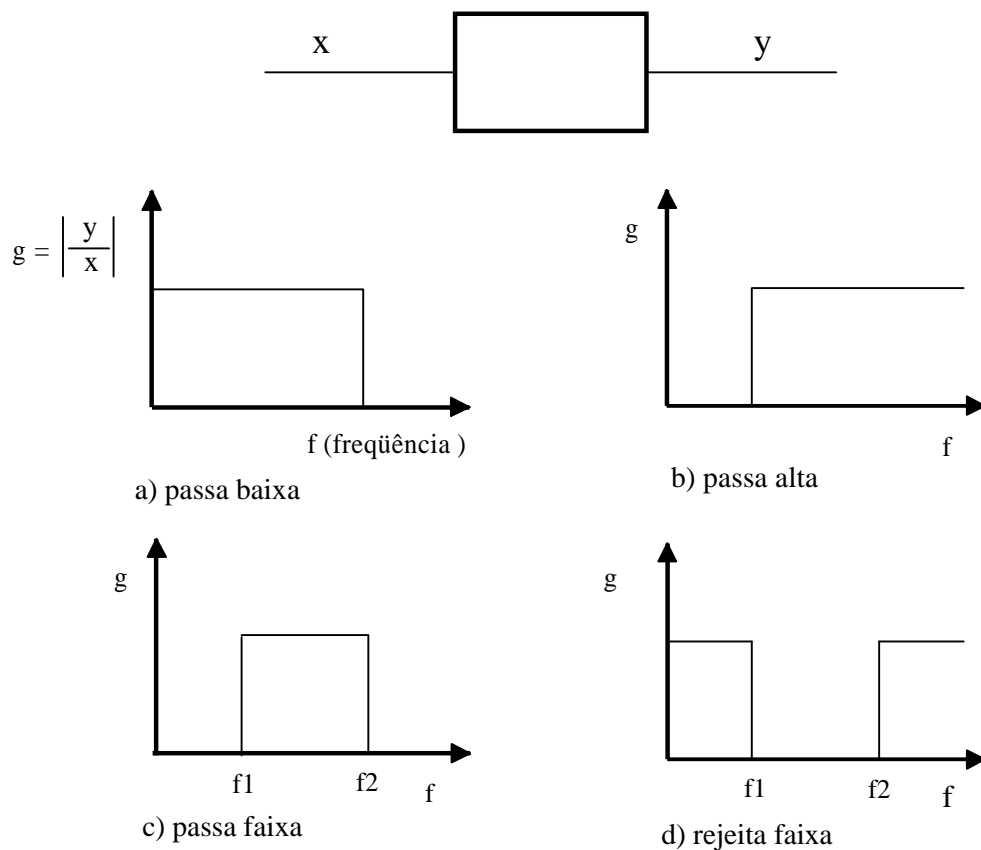


Fig. 3.3.1-2 Tipos de filtros

Na corrente de curto circuito aparecem: componente contínua (*dc offset*); frequência fundamental; harmônicas resultantes de saturação de transformadores de força, transformadores de medição; e altas frequências resultantes de oscilações devido ao fenômeno eletromagnético devido a aplicação do curto.

A maioria das proteções digitais estão baseadas na componente fundamental do sinal. Outras utilizam a 2ª harmônica ou harmônicas baixas.

Assim, nos reles, normalmente aparecem um filtro passa baixa ($f_i \leq 5$) para a maioria das aplicações, filtros estes que por sua vez deixam passar a fundamental e a componente unidirecional (sendo que esta última precisa ser eliminada).

O filtro passa baixa utilizado mais freqüentemente é do tipo Butterworth [3-7] cujo ganho em função de frequência é dado pela equação a seguir

$$H(w) = \frac{1}{1 + s \left(\frac{1}{w_c}\right)^n} \quad |H(w)|^2 = \frac{1}{1 + \left(\frac{w}{w_c}\right)^{2n}}$$

onde: w_c é a frequência de corte e n é a ordem do filtro.

Na fig. 3.3.1-3 estão apresentadas as respostas em frequência de filtros Butterworth.

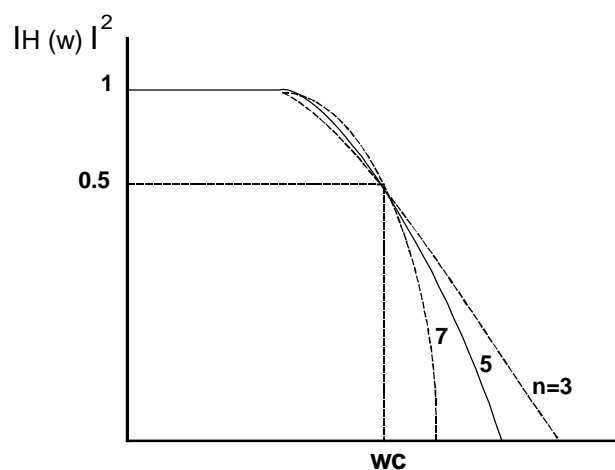


Fig. 3.3.1-3 Filtro Butterworth de ordem n

Quanto maior a ordem n mais eficiente é o corte. Estes filtros produzem um atraso da saída em relação a entrada, que é maior quanto menor for a frequência de corte.

Segue-se, que como solução de compromisso, poder-se-ia usar n pequeno (1 ou 2) e frequência de corte da ordem da 5ª harmônica.

Os sinais filtrados (3 tensões e 3 correntes) passam então por um "sample and hold" um multiplexador e depois para a conversão A/D.

A Fig. 3.3.1-4 ilustra como funciona o circuito "sample and hold".

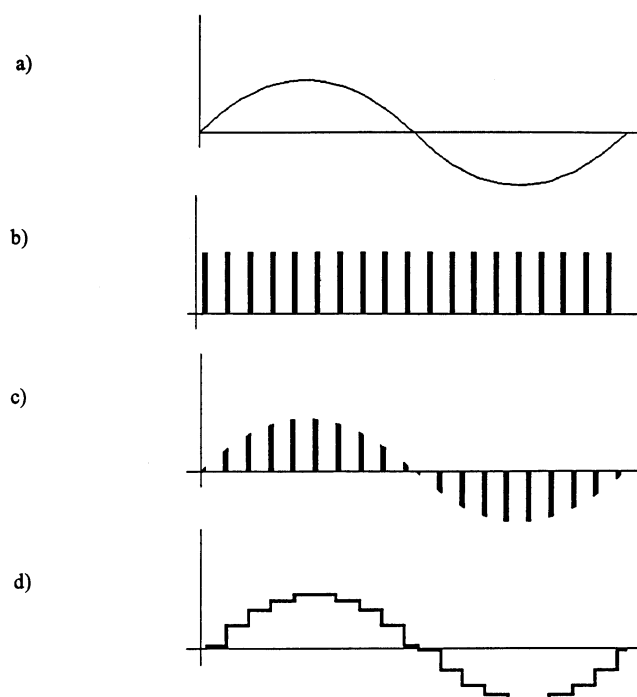


Fig. 3.3.1-4 Sample and hold

Na figura 3.3.1-4a, está indicado o sinal analógico a ser convertido. O trem de pulso em 3.3.1-4b representa uma chave que conecta o sistema de aquisição de dados ao sinal analógico por um tempo bastante rápido. Em 3.3.1-4c, aparece o sinal de entrada modulado pela chave. Se agora após a chave, o sinal for aplicado em um capacitor, este manterá o valor do sinal até o próximo acionamento da chave, resultando que o sinal na entrada do conversor A/D será aquele mostrado em 3.3.1-4d. Desta forma como a chave é rápida os sinais nas diferentes fases estarão sincronizados, ou seja, durante o intervalo eles serão lidos, porém todos referem-se ao valor no instante de fechamento da chave, mantido durante o intervalo.

Em cada degrau haverá conversão A/D do sinal, sinal este que foi portanto amostrado com a frequência da chave (20 amostras por ciclo do sinal analógico de entrada na fig. 3.3.1-4).

É importante neste ponto mencionar que a velocidade do conversor A/D deve ser compatível com a duração do pulso de cada amostra. Também importante é determinar qual a frequência que o sinal deverá ser amostrado. Quanto maior a frequência de amostragem melhor será a reprodução do sinal, porém mais rápidos e caros deverão ser os componentes eletrônicos.

É evidente que amostrar um sinal de 60 Hz algumas poucas vezes por segundo não leva a resultado significativo. Se uma amostra é coletada a cada 1 ms então a frequência de amostragem é 1000 Hz ou 1 kHz (1/tempo de amostragem).

A frequência de amostragem deve ser a maior possível de tal forma que, porém, reproduza as frequências de interesse.

O teorema de amostragem de sinais de Nyquist estabelece que: "se um sinal limitado em frequência, não contém frequências maiores que f_c , então ele pode ser recuperado e reproduzido sem distorção se a sua amostragem for maior ou igual a $2 f_c$ ". Se um sinal 60 Hz, com harmônicos, for coletado a uma frequência de 18 vezes por ciclo (0,9 ms por amostra) então pode-se afirmar que o sinal está bem reproduzido até a 9ª harmônica. Utilizando este critério evita-se o fenômeno conhecido com "alias" ilustrado na fig. 3.3.1-5.

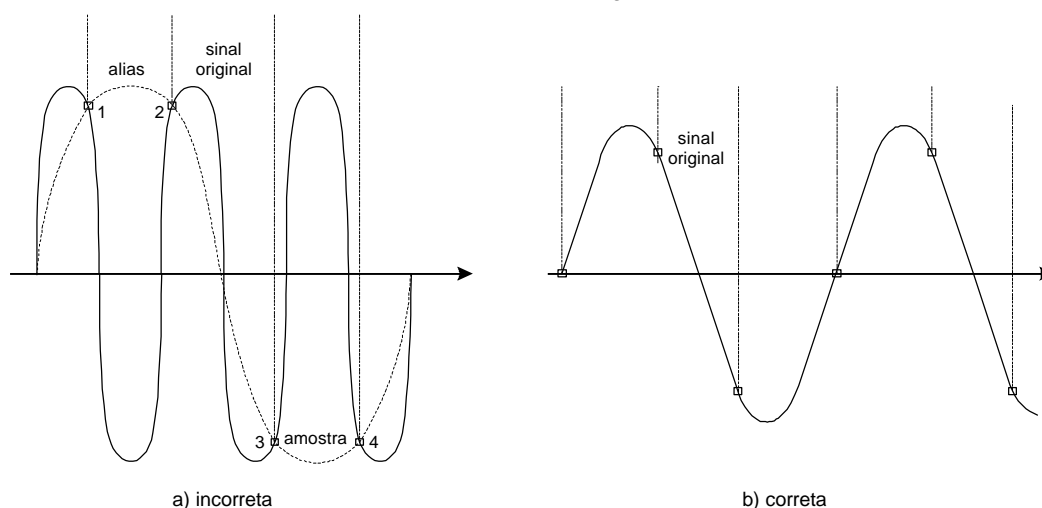


Fig. 3.3.1-5 Amostragem incorreta e correta

Na fig.3.3.1-5a o sinal original foi conectado com a frequência indicada (amostra 1 a 4), não atendendo ao critério de Nyquist. Olhando os pontos 1 a 4, que é o que resta após a amostragem, observa-se o aparecimento de uma frequência ("alias") que não existia no sinal original. Na Fig. 3.3.1-5b é mostrado o caso com a frequência de amostragem correta.

Segue-se pois que pretendendo usar uma frequência de amostragem $2 f_c$ então o filtro passa baixa colocado na entrada do sinal deverá cortar as frequências além de f_c (filtro "antialiasing").

Lembrando que para proteção na maioria dos casos interessa apenas a frequência fundamental do sinal, segue-se que a amostragem não precisa ser elevada. Por exemplo, uma amostragem de 12 por ciclo combinada com um filtro Butterworth de primeira ordem com ω_0 ajustado para a 5ª harmônica produz bons resultados. Neste caso as frequências maiores que 180 Hz (3ª) já sofrem

atenuação e as frequências acima da 7ª estarão eliminadas. O sinal é bem reproduzido pela taxa de amostragem até a 6ª harmônica.

Além da característica de velocidade, outro aspecto importante do conversor A/D é a "resolução nominal". Um conversor de 12 bits consegue uma discretização (valor do bit menos significativo) na saída do conversor D/A de $2^{-12} = 1/4096 = 0,0002$ ou 0,02% do sinal total. Analogamente tem-se que conversores de 4, 8, 16 bits apresentam resolução nominal de 6,2% , 0,4%, 0,0015%.

Costuma-se também definir para os conversores A/D a sua "resolução útil", ou seja, a quantidade de bits realmente utilizadas para a faixa da medida. Pode ocorrer por exemplo que os ajustes são feitos para que a faixa entre o valor mínimo e máximo de uma temperatura seja coberta por 10 bits do conversor de 12 bits. Segue-se portanto que a resolução útil será menor que a nominal.

Finalmente é importante definir a "precisão do conversor" que expressa o valor do resultado real obtido em relação ao teoricamente esperado.

Os próximos blocos do relê, indicados na Fig. 3.3.1-1, são o filtro digital e a lógica do relê, e estes serão descritos mais detalhadamente nos itens seguintes.

Por último, deve ser notado que o resultado dos cálculos efetuados no relê, se expressa através de uma saída digital (contato que se fecha podendo ser usado para abertura do disjuntor), e dados que são comunicados para o sistema digital, e para equipamentos de sinalização local no relê.

b) algoritmo para proteção digital

Uma vez amostrado o sinal, por exemplo uma corrente, ele estará reproduzido na memória do microprocessador, ou seja, haverá uma tabela com os valores instantâneos da senóide durante um certo período, por exemplo um ciclo. Precisa-se entretanto obter desta tabela o valor de pico da onda. Para tal, didaticamente, pode-se pensar em detectar o instante em que a senóide passou por zero e pegar o valor dela 4,16 ms (1/4 de ciclo) após este. Alternativamente pode-se obter a derivada do sinal (cossenóide) detectar o instante da sua passagem por zero, e pegar o valor da senóide neste instante. Estes dois procedimentos apresentam entretanto algumas desvantagens como a necessidade de detectar a passagem por zero do sinal, e a influência de altas frequências na passagem do sinal por zero e no seu valor máximo. Para contornar estes fatos outros algoritmo são utilizados na proteção digital podendo ser listados alguns como os baseados em:

- cálculos com o sinal e sua derivada
- filtragem com base em análise de Fourier ou funções de Walsh
- ajuste de curva senoidal
- solução da equação diferencial do modelo do sistema a ser protegido
- ajuste de curva com base no método dos mínimos quadrados

Visto o caráter geral a que se propõe este texto apenas os dois primeiros grupos de algoritmos serão aqui apresentados.

Na Fig. 3.3.1-6 estão apresentados os oscilogramas de corrente de curto circuito trifásico próximo a um gerador .

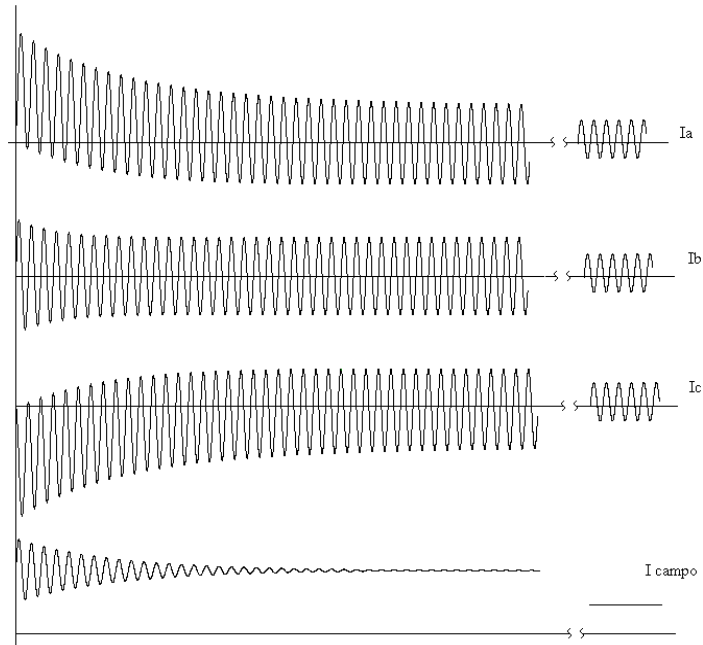


Fig. 3.3.1-6 Corrente de curto circuito

Conforme pode-se notar dependendo do instante de ocorrência do curto aparece uma componente unidirecional, "dc offset" nas correntes. Na Fig. 3.3.1-6 aparece a componente unidirecional em I_a , I_c não aparecendo em I_b . Pode-se notar pelo exame dos primeiros ciclos de I_b a variação da corrente de curto devido aos fluxos nos estados sub transitório e transitório da máquina. Pode-se observar também o novo regime estabelecido (tempo longo) e o aparecimento de uma componente senoidal na corrente de campo. Se fosse ampliado o primeiro ciclo após o curto, com certeza apareceriam altas frequências devido ao transitório eletromagnético da ocorrência do curto e pelo surgimento de harmônicas, por exemplo, por saturação parcial dos transformadores de medida. Na Fig. 3.3.1-7 é apresentado esquematicamente o espectro de frequências da corrente de curto circuito.

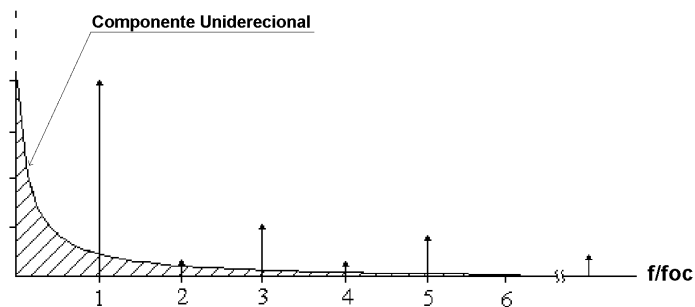


Fig. 3.3.1-7 Espectro de frequência da corrente de curto

Segue, pois, que na corrente de curto aparece além da fundamental:

- componente contínua (freq = 0)
- harmônicas e altas freqüências ($f_i \geq 2$)
- sub harmônicas e baixas freqüências devido a componente unidirecional

A qualidade dos algoritmos de reprodução do sinal estará ligada a como eles se comportam perante estas freqüências e evidentemente quão fiel é a reprodução da onda de freqüência fundamental.

b1) algoritmo de cálculo com sinal e sua derivada

Este algoritmo proposto por Mann-Morrison [3-8], foi o primeiro publicado. Admitindo que a corrente seja senoidal, então :

$$i = I_p \text{ sen } w t$$

e a taxa de variação (derivada) será:

$$i' = w I_p \text{ cos } w t$$

A cada instante o valor de pico I_p pode ser calculado por

$$i^2 + (i' / w)^2 = I_p^2$$

$$I_p = \sqrt{(i^2 + (i' / w)^2)}$$

Analogamente a fase da corrente pode ser calculada por

$$\tan a = (w i) / i'$$

$$a = \text{arc tan } (w i) / i'$$

Para calcular i' deve-se ter armazenados os valores amostrados da corrente em três intervalos sucessivos (i_k, i_{k-1}, i_{k-2}), aplicando-se a fórmula.

$$i'_{k-1} = (i_k - i_{k-2}) / 2h$$

sendo h período de amostragem (tempo)

A derivada na fórmula acima foi calculada no período $2h$, porém poderia também ser calculada no período h . Calculando com o período $2h$ o resultado fica menos sensível a variações bruscas porém o resultado obtido está atrasado de um passo h . Se a amostragem está sendo feita a cada 1 ms então o relê responderá com um atraso mínimo de 1 ms.

Nota: Quando não houver menção específica, a amostragem de 1 ms será sempre considerada nos exemplos que se seguem.

Este algoritmo assim calculado é dito ter uma "janela" de três amostras.

Na Fig. 3.3.1-8 apresenta-se a movimentação desta janela sobre a corrente. O curto ocorre no instante marcado na figura. O cálculo da corrente de curto só poderá ser tomado como certo quando os três pontos usados no cálculo (janela) fizerem parte da corrente após o curto.

Assim o relê responderá após ter três amostras (3 ms). Na prática o relê vai enviar a ordem de abertura após o algoritmo indicar a existência de curto em n cálculos sucessivos deste tipo portanto o tempo de resposta é maior. Este procedimento é adotado para evitar operação indevida pela presença de ruídos no equipamento e provocados por erro devido a distorção do sinal de corrente.

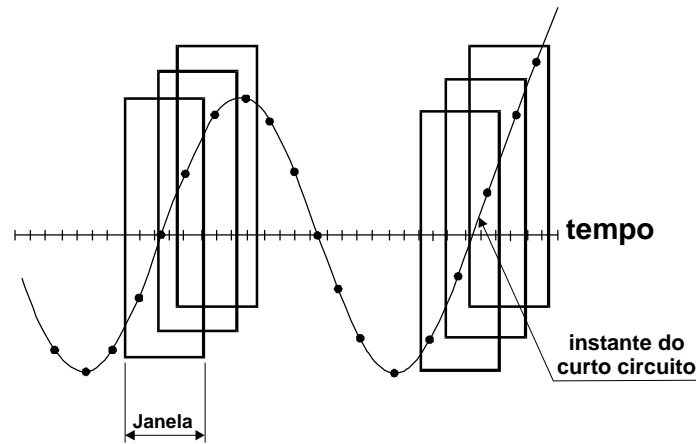


Fig. 3.3.1-8 Janelas do algoritmo Mann-Morrisson

Nota: Um derivado deste algoritmo utiliza no cálculo de I_p a primeira e a segunda derivadas i' e i'' e foi utilizado pela WESTINGHOUSE no relê PRODAR 70, um dos primeiros relés digitais comercializados.

Este algoritmo de Mann-Morrisson após sua apresentação a comunidade de engenheiros foi bastante criticado por estar fundamentado em equações que supõe a corrente senoidal, com frequência fundamental apenas. Dois aspectos precisariam ser examinados: a influência da componente unidirecional e das harmônicas em outras frequências.

A componente unidirecional pode ser suprimida passando a corrente de curto da saída dos transformadores de corrente por uma impedância (R, L) que tenha a mesma constante de tempo do sistema (L/R), denominada impedância mímica ou réplica.

Sendo a corrente expressa por equação do tipo:

$$i(t) = I_p \left(e^{-\frac{t}{T}} + \text{sen} \omega t \right) = I_{CC} + I_{CA}$$

A tensão que aparece na impedância mímica será:

$$v(t) = k R i(t) + k L \frac{d i(t)}{d t} = k \left(R I_{CC} + L \frac{d I_{CC}}{d t} \right) + V_{CA}$$

$$v(t) = k \left(R I_P e^{\frac{-t}{T}} - L \left(\frac{1}{T} \right) I_P e^{\frac{-t}{T}} \right) + V_{CA}$$

$$v(t) = k I_P e^{\frac{-t}{T}} \left(R - \frac{L}{T} \right) + V_{CA}$$

$$v(t) = k I_P e^{\frac{-t}{T}} \left(R - \frac{L}{\frac{L}{R}} \right) + V_{CA} = V_{CA}$$

Portanto na tensão sobre a impedância mímica não aparece a componente unidirecional da corrente de curto circuito. Esta impedância a ser colocada no relê, precisa ser ajustada para cada linha. Na prática este cancelamento não é perfeito pois resistências de arco alteram a relação L/R teórica.

Para analisar a influência das várias freqüências no algoritmo de Mann-Morrisson pode-se utilizar da técnica de transformada z calculando a resposta em freqüência do algoritmo. Na Fig. 3.3.1-9 está apresentada esta resposta.

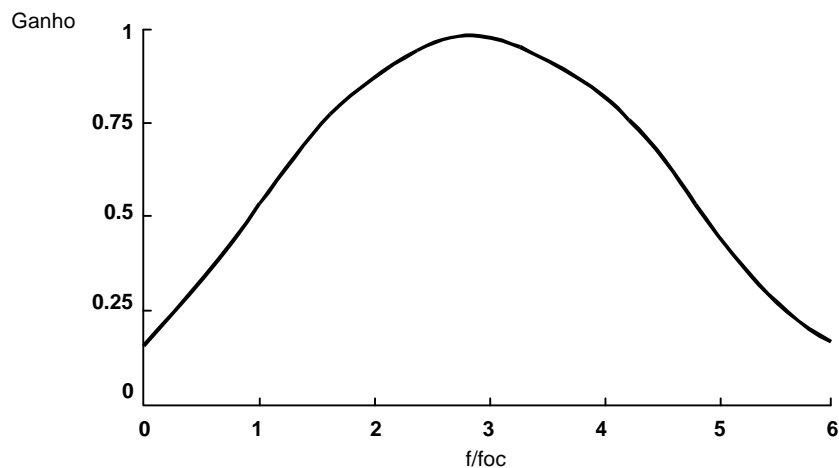


Fig. 3.3.1-9 Resposta em freqüência do algoritmo de Mann-Morrisson (12 amostras por ciclo)

Examinando a Fig. 3.3.1-9 verifica-se que:

- O algoritmo é sensível a componente contínua (f=0), isto entretanto sendo solucionado com o circuito mímico;
- O algoritmo atenua a freqüência fundamental (f=1) e não elimina as freqüências baixas (2 a 6) sendo bastante sensível a terceira harmônica; e

- O algoritmo elimina as altas freqüências.

Para compensar por esta inadequada resposta, pode-se adicionar uma filtragem digital (cálculo de médias), porém isto resultará em atraso na operação do relê.

É importante dizer neste ponto que, apesar destas condições teóricas desfavoráveis, reles com base neste algoritmo tem funcionado bem na prática.

b2) algoritmo com base em análise de Fourier

Como discutido, a componente ca da corrente de curto circuito pode ser representada em série de Fourier pela equação:

$$I_{ca}(t) = I_0 \cos(\omega_0 t + A_1) + \sum_{k=2}^n I_k \cos(k\omega_0 t + A_k) \quad \text{com } \omega_0 = \frac{2\pi}{T_0}, T_0 = \text{período}$$

Para obter os valores I_k , A_k , devem ser aplicados as fórmulas da análise de Fourier como se segue

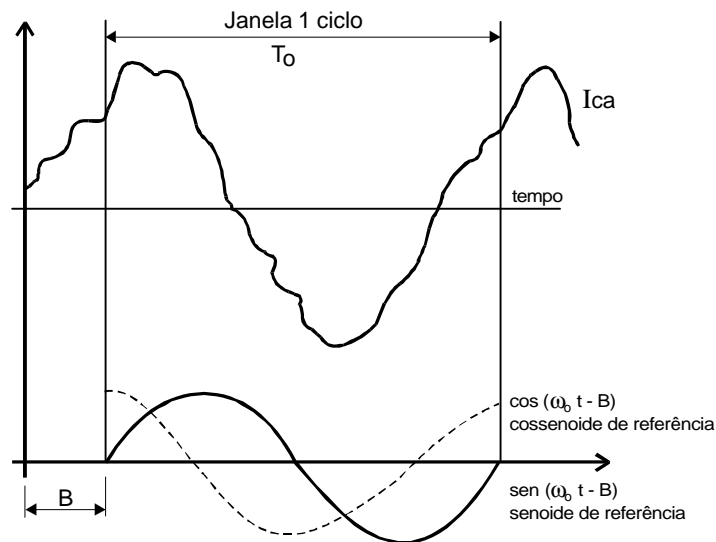


Fig. 3.3.1-10 Cálculo da componente fundamental

Adotando a nomenclatura da Fig. 3.3.1-10, para a componente fundamental I_1 , A_1 pode-se escrever:

- Para a componente real (I_{1C}).

$$I_{1C} = \frac{2}{T_0} \int_{t-T_0}^t I_{ca} \cos(\omega_0 t - B) dt = \frac{2}{T_0} \int_{t-T_0}^t I_1 \cos(\omega_0 t + A_1) \cos(\omega_0 t - B) dt +$$

$$+ \frac{2}{T_0} \int_{t-T_0}^t \sum_{k=2}^n I_k \cos(k\omega_0 t + A_k) \cos(\omega_0 t - B) dt$$

A segunda parte da fórmula anterior é do tipo:

$$\begin{aligned} P_2 &= X \int_{T_0} \cos(k\omega_0 t + A_k) \cos(\omega_0 t - B) dt = \\ &= X \int_{T_0} \frac{1}{2} \{ \cos[(k\omega_0 t + A_k) - (\omega_0 t - B)] + \cos[(k\omega_0 t + A_k) + (\omega_0 t - B)] \} dt \\ P_2 &= 0 \end{aligned}$$

A primeira parte da fórmula é:

$$\begin{aligned} P_1 &= \frac{2I_1}{T_0} \int_{t-T_0}^t \cos(\omega_0 t + A_1) \cos(\omega_0 t - B) dt = \frac{2I_1}{T_0} \int_{t-T_0}^t \frac{1}{2} [\cos(A_1 + B) + \cos(2\omega_0 t + A_1 - B)] dt = \\ &= \frac{I_1}{T_0} \cos(A_1 + B) [t - (t - T_0)] = I_1 \cos(A_1 + B) \end{aligned}$$

Portanto

$$I_{IC} = I_1 \cos(A_1 + B)$$

- **Para a componente imaginária (I_{IS})**

$$\begin{aligned} I_{IS} &= \frac{2}{T_0} \int_{t-T_0}^t I_{ca} \sin(\omega_0 t - B) dt = \frac{2}{T_0} \int_{t-T_0}^t I_1 \cos(\omega_0 t - A_1) \sin(\omega_0 t - B) dt + \\ &+ \frac{2}{T} \int_{t-T_0}^t \sum_{k=2}^n I_k \cos(k\omega_0 t + A_k) \sin(\omega_0 t - B) dt \end{aligned}$$

A Segunda parte da fórmula é do tipo.

$$\begin{aligned} Q_2 &= X \int_{T_0} \cos(k\omega_0 t + A_k) \sin(\omega_0 t - B) dt = \\ &= X \int_{T_0} \frac{1}{2} \{ \sin[(k\omega_0 t + A_k) - (\omega_0 t - B)] + \sin[(k\omega_0 t + A_k) + (\omega_0 t - B)] \} dt \\ Q_2 &= 0 \end{aligned}$$

A primeira parte da fórmula é:

$$\begin{aligned} Q_I &= \frac{2}{T_0} \int_{t-T_0}^t I_1 \cos(\omega_0 t + A_1) \sin(\omega_0 t - B) dt = \\ &= \frac{2I_1}{T_0} \int_{t-T_0}^t \frac{I_1}{2} [\sin(A_1 + B) + \sin(2\omega_0 t + A_1 - B)] dt = \\ &= \frac{I_1}{T_0} \sin(A_1 + B) [t - (t - T_0)] = I_1 \sin(A_1 + B) \end{aligned}$$

Portanto

$$I_{IS} = I_1 \sin(A_1 + B)$$

Finalmente

$$\begin{aligned} I_1 &= \sqrt{I_{IC}^2 + I_{IS}^2} \\ (A_1 + B) &= \arctan(I_{IS}/I_{IC}) \end{aligned}$$

No caso particular da senoide de referência ter fase B=0 então

$$A_1 = \arctan(I_{IS}/I_{IC})$$

OBS: Fórmulas análogas poderiam ser deduzidas no caso de se querer obter outras frequências que não a fundamental. Neste caso as senoídes e cossenoídes de referência deveriam ter a frequência igual a da componente que se deseja.

Toda esta demonstração foi feita com variáveis contínuas. Se o sinal for discreto (amostrado) então pode-se deduzir fórmula semelhante trocando a integral por uma somatória dos valores nos intervalos de amostragem de um ciclo (Transformada de Fourier Discreta).

Ramamoorty [3-9] foi o primeiro a propor o uso da análise discreta de Fourier (DFT Discrete Fourier Transform) , durante um ciclo de amostragem, para a determinação do valor da amplitude e fase de um sinal.

O procedimento está ilustrado na Fig. 3.3.1-11.

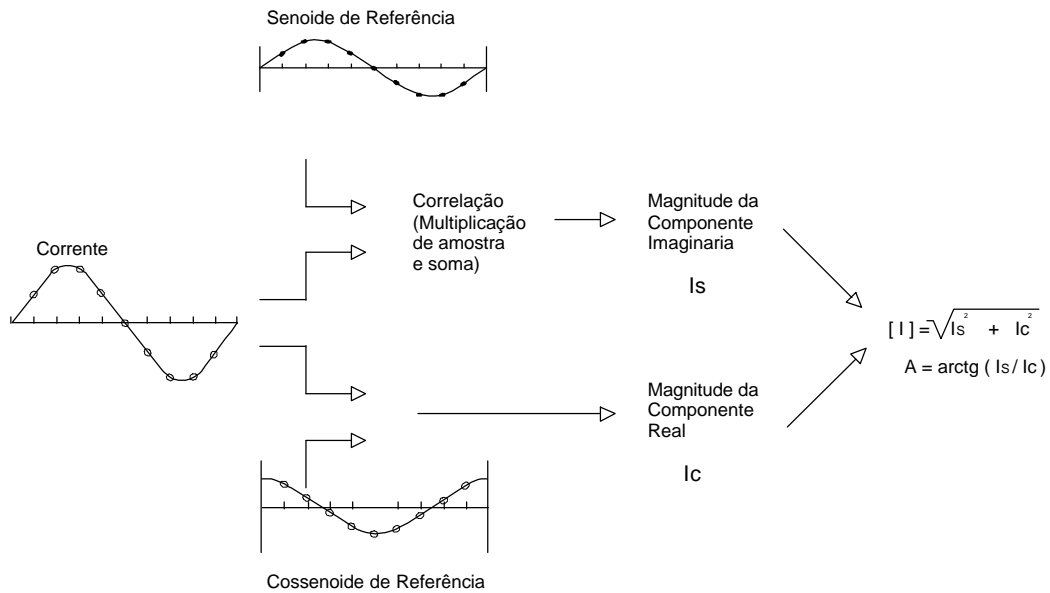


Fig. 3.3.1-11 Algoritmo de Fourier, onda completa.

As expressões numéricas para a correlação de uma tensão, por exemplo, no instante de amostragem k são:

$$V_s = \frac{1}{N} \left[2 \sum_{i=1}^{N-1} V_{k-N+i} \sin\left(\frac{2\pi}{N} i\right) \right]$$

$$V_c = \frac{1}{N} \left[V_{k-N} + V_k + 2 \sum_{i=1}^{N-1} V_{k-N+i} \cos\left(\frac{2\pi}{N} i\right) \right]$$

onde: V_i são as amostras de tensão; e
 N é o número de amostras em um ciclo da onda fundamental.

A amplitude e a fase desta tensão amostrada é obtida por:

$$V = \sqrt{V_s^2 + V_c^2}$$

$$A = \arctan(V_s/V_c)$$

Estas expressões se aplicam para as tensões nas três fases e para as correntes.

$$V_a / \underline{A_a}, V_b / \underline{A_b}, V_c / \underline{A_c}$$

$$I_a / \underline{\bar{A}_a}, I_b / \underline{\bar{A}_b}, I_c / \underline{\bar{A}_c}$$

Pode-se então calcular as componentes simétricas, por exemplo das correntes, através da equação:

$$\begin{bmatrix} I_0 / \underline{\bar{A}_0} \\ I_1 / \underline{\bar{A}_1} \\ I_2 / \underline{\bar{A}_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a / \underline{\bar{A}_a} \\ I_b / \underline{\bar{A}_b} \\ I_c / \underline{\bar{A}_c} \end{bmatrix}$$

Onde: $a = 1/120^\circ$

I_0, I_1 e I_2 são as magnitudes das correntes de seqüência zero, positiva e negativa;

\bar{A}_0, \bar{A}_1 e \bar{A}_2 são os ângulos das correntes seqüenciais.

A mesma transformação pode ser feita para as tensões se desejada.

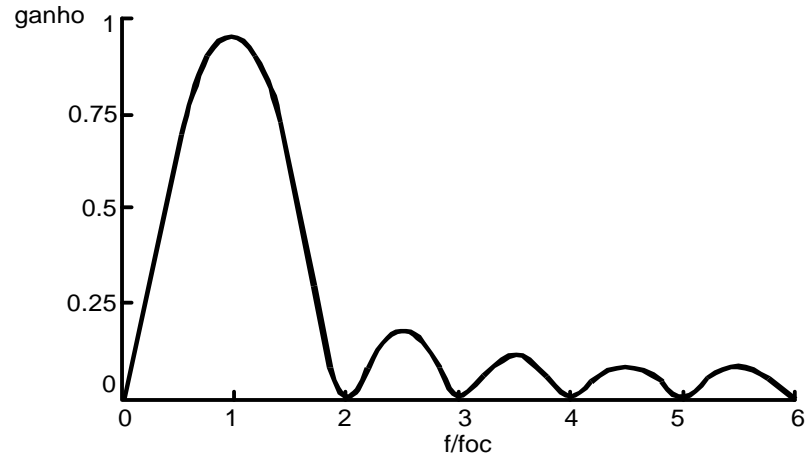
A resposta em freqüência deste algoritmo, com base na análise de Fourier por 1 ciclo, está mostrada na Fig. 3.3.1-12.

Pode-se verificar a grande eficiência do algoritmo, que atenua a componente contínua e todas as harmônicas, deixando passar sem atenuação a freqüência fundamental.

Este algoritmo pode ser usado para indicar a operação do relê, porém isto pode ser feito somente após um ciclo completo de amostragem da corrente de curto. Este tempo pode ser considerado longo em alguns casos

ciclo completo (12 amostras por ciclo)

Fig. 3.3.1-12 Resposta em freqüência do algoritmo de Fourier



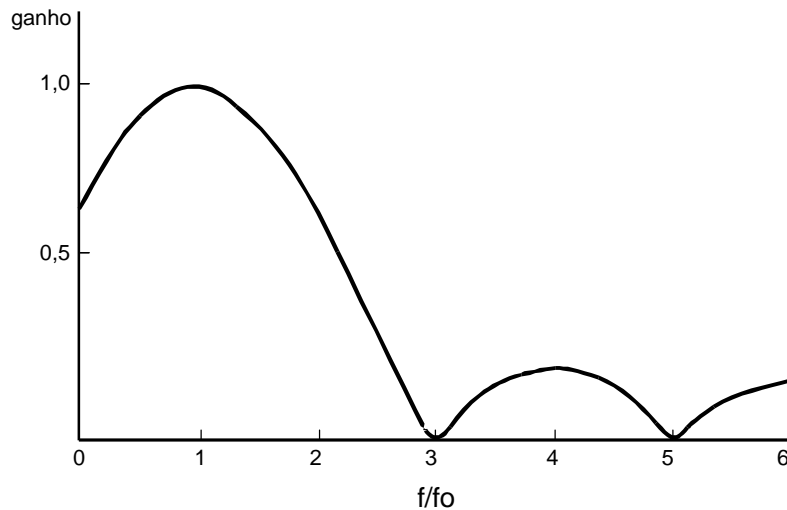
Uma alternativa a este algoritmo foi apresentado por Phadke et alli [3-10], e considera a mesma transformada de Fourier porém com uma janela de amostras encurtada, para abranger 1/2 ciclo da freqüência fundamental. Este algoritmo é considerado como um eficiente e efetivo compromisso entre filtragem e tempo de atuação, e utiliza o seguinte equacionamento:

$$V_s = \frac{4}{N} \sum_{i=1}^{\frac{N}{2}} V_{K-(N/2)+i} \operatorname{sen}\left(\frac{2p}{N}i\right)$$

$$V_c = \frac{4}{N} \sum_{i=1}^{\frac{N}{2}} V_{K-(N/2)+i} \operatorname{cos}\left(\frac{2p}{N}i\right)$$

A resposta em freqüência deste algoritmo está indicada na Fig. 3.3.1-13

(12 amostras por ciclo) Fig. 3.3.1-13 Resposta em frequência do algoritmo de Fourier 1/2 ciclo



(12 amostras por ciclo)

Verifica-se que a filtragem é inferior a aquela do Algoritmo de Fourier de Ciclo Completo e que a componente contínua da corrente de curto circuito não é eliminada, precisando recorrer ao circuito mímico ou algoritmos digitais adicionais para sua eliminação.

Nota: Neste ponto pode-se relembrar a conceituação do medidor multi função. Ele usa o sistema de aquisição de sinais (3 tensões e 3 correntes), sobre os quais pode ser aplicado o Algoritmo de Fourier de onda completa obtendo o módulo e fase da componente fundamental dos sinais. Com estes valores pode-se calcular as potências ativa, reativa, fator de potência, (por fase ou trifásicas).

Se a amostragem é alta (128 a 256 amostras por ciclo) pode-se calcular as componentes harmônicas (1 a 60) e ser usado como aparelho para medir qualidade de energia.

Este processo pode estar todo alocado numa placa recebendo denominações como “transdução digital”, ou “DSP *digital signal processing*”.

c) tratamento adicional dos sinais e pós processamento dos resultados

Os algoritmos apresentados são as bases para a proteção digital, cada um tendo vantagens e desvantagens. A escolha de um deles para uso, pode levar a utilização de blocos adicionais para compensar a sua desvantagem. Estes blocos podem se constituir de:

- pré-filtragem analógica;
- pré-filtragem digital;

- pós processamento dos resultados com critérios para decisão sobre operação ou não
- uso de pesos diferentes nas várias amostras

Portanto, várias são as possibilidades para a construção de um relê digital, seja quanto ao algoritmo usado, seja quanto aos mecanismos da compensação de alguma deficiência do algoritmo.

3.3.2 Proteção de linhas de transmissão

A proteção digital das linhas de transmissão pode ser feita: utilizando os reles digitais de sobrecorrente; utilizando reles digitais de impedância com, por exemplo, três zonas direcionais e uma quarta não direcional; usando sistemas digitais que detectam pulsos e ondas na linha (proteção não convencional).

Como caráter ilustrativo, serão tecidos comentários [3-6] sobre a proteção efetuada com reles digitais de distância (4 zonas). Dentre estas proteções, podem ser utilizadas para exemplo:

- o relê PRODAR da Westinghouse
- o relê desenvolvido no projeto GE – PECO
- o relê desenvolvido no projeto AEP - IBM

A proteção digital PRODAR-70, consiste num módulo que verifica se existe condições anormais na linha, e outro, que calcula a impedância vista pelo relê, usando tensões e correntes adequadas. Assim, quando a linha está em condição normal, o segundo módulo não é processado.

Durante uma anormalidade, o primeiro módulo detecta-a, examinando as correntes e comparando-as com valores esperados. O segundo módulo entra então em operação, detecta quais fases estão envolvidas, utilizando de: ou um par de altas correntes de fase; ou uma alta corrente em uma fase e a corrente residual; ou colapso de tensão em uma ou mais fases. Se a sobrecorrente é muito alta, o sinal de disparo do disjuntor já é emitido por este módulo.

Em sendo detectado apenas sintomas de defeito, procede-se o cálculo de verificação do fasor da impedância e sua zona de localização no plano R-X. Dependendo da zona onde estiver localizado o fasor impedância, fica definido o tempo de atuação da proteção.

O cálculo da impedância é feito pela estimativa do módulo e fase da corrente, usando o algoritmo do tipo proposto por Mann-Morrison, porém utilizando a primeira e a segunda derivadas do sinal.

Portanto:

$$Z^2 = \frac{v'^2 + v''^2}{i'^2 + i''^2}$$

$$\beta = \arctan\left(\frac{i'}{i''}\right) - \arctan\left(\frac{v'}{v''}\right)$$

$$v'_k = \frac{1}{2.h.w} (v_{k+1} - v_{k-1})$$

$$v''_k = \frac{1}{h^2.w^2} (v_{k-1} - 2.v_k + v_{k+1})$$

$i'_k ; i''_k$ - fórmulas semelhantes as de v'_k e v''_k

$V'_k ; I'_k$ - são as derivadas primeira da tensão e corrente.

$V''_k ; I''_k$ - são as derivadas segunda da tensão e corrente.

As zonas de operação do relé estão indicadas na Fig. 3.3.2- 1.

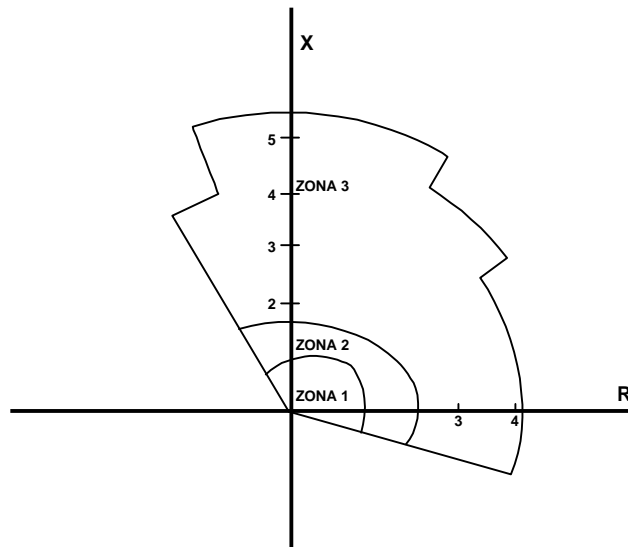


Fig. 3.3.2-1 Zonas de operação do relé PRODAR 70

O relé que foi utilizado no projeto GE-PECO, está baseado na equação diferencial de linha, isto é:

$$v = R i + L \frac{d i}{d t}$$

Introduzindo valores de três amostras sucessivas na equação acima, pode-se determinar a equação da impedância vista pelo relê, impedância esta, que é comparada com zonas pré estabelecidas no plano R-X, de formato um pouco diferente da Fig. 3.3.2-1.

O relê desenvolvido no projeto AEP-IBM, usa a Transformada de Fourier com 12 amostras por ciclo e calcula as componentes seqüenciais de corrente e tensão. Os valores das relações entre as componentes seqüenciais de tensão e de uma apropriada queda $Z I$ num circuito réplica, são compostos numa fórmula única para indicar a operação ou não do relê.

É importante notar que ao relê digital, pode ser atribuída qualquer forma de uma zona de operação, não somente os círculos dos reles eletromecânicos.

3.3.3 Proteção digital dos geradores

A proteção digital pode ser usada para geradores nas funções de sobrecorrente, diferencial, etc. A técnica digital de proteção abre por outro lado, a possibilidade para outros princípios serem usados.

Com relação ao uso do princípio diferencial na proteção, dois métodos podem se citados : os propostos por Sachdev-Wind [3-11] e o de Hope-Dash-Malik [3-12]. Em ambos os casos, são utilizadas as correntes por fase do lado linha e neutro do gerador, conforme Fig. 3.3.3 -1.

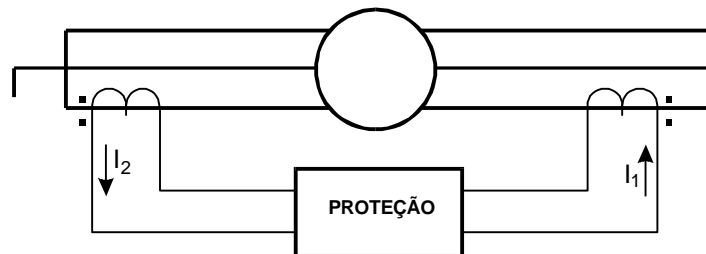


Fig. 3.3.3 - 1 Proteção diferencial do gerador

No primeiro caso, I_1 e I_2 , são utilizados num circuito analógico para obter $(I_1 - I_2)$ e $(I_1 + I_2)$, valores estes que, são a seguir amostrados. A cada instante o valor amostrado de $(I_1 - I_2)$, é comparado com um valor médio apropriado de $(I_1 + I_2)$, após o curto-circuito.

No segundo caso, os valores de I_1 e I_2 são amostrados e os valores são utilizados num algoritmo de Fourier de 1/2 ciclo, donde resultam os valores das componentes ortogonais, I_{1c}, I_{1s} e I_{2c}, I_{2s} . Estes valores são usados para calcular dois sinais de operação (SO1, SO2) e dois sinais de inibição (SR1, SR2).

primeiro conjunto:

$$SO1 = [I_1 - I_2] = ([I_{1c} - I_{2c}]^2 + [I_{1s} - I_{2s}]^2)^{1/2}$$

$$SR1 = [I_1 + I_2] = ([I_{1c} + I_{2c}]^2 + [I_{1s} + I_{2s}]^2)^{1/2}$$

segundo conjunto :

$$SO2 = [I_{1c} - I_{2c}]^2 + [I_{1s} - I_{2s}]^2$$

$$SR2 = I_{1c} I_{2c} + I_{1s} I_{2s}$$

O relê opera quando :

$$SO1 \geq k SR1 \quad \text{ou}$$

$$SO2 \geq k SR2$$

onde k é um fator de sensibilidade ajustável.

Um outro método engenhoso, foi proposto por Hope - Dash - Malik [3-13] e é baseado no fato que durante defeitos assimétricos, aparece uma segunda harmônica no campo do gerador. Monitorando a potência de seqüência negativa na saída do gerador, constata-se que, se o defeito é interno ao gerador, esta potência flui do gerador para o sistema, enquanto que, para defeitos externos, esta potência flui do sistema para dentro da máquina.

Assim, amostrando a corrente de campo e aplicando o algoritmo de Fourier, (1/2 ciclo), pode-se determinar as componentes ortogonais de segunda harmônica no campo. O mesmo procedimento é aplicado às correntes e tensões nos terminais do gerador, permitindo a determinação dos módulos e ângulos das correntes e tensões em cada fase do gerador. Com estas correntes e tensões em cada fase, pode-se determinar as componentes seqüenciais e a potência de seqüência negativa, esta última em módulo e fase. A existência de segunda harmônica no campo, aliada a direção de potência de seqüência negativa, constitui o critério para a atuação da proteção do gerador.

3.3.4 Proteção digital de transformadores

Vários autores estudaram a proteção digital diferencial de transformadores, tomando em consideração como evitar operações indevidas na energização destes transformadores.

Os métodos propostos, usam a corrente diferencial como elemento de partida e diferem na forma de identificar as harmônicas presentes, usadas geralmente como sinal inibidor de operação. Rockefeller [3-14], estabeleceu que a corrente magnetizante de energização ("*inrush*"), pode ser diferenciada da corrente de curto-circuito, monitorando dois picos sucessivos da corrente diferencial. Quando existe corrente de energização, os picos sucessivos desta, estão distanciados em 4 ou 16ms, enquanto que durante o curto, eles estão a 8ms (60 Hz).

Assim, o relê pode ser projetado para detectar a distância dos picos sucessivos de corrente, picos determinados pela mudança de sinal da diferença entre os valores de corrente de duas amostras sucessivas, e a seguir determinar a distância entre estes picos sucessivos. O defeito é confirmado quando a distância entre dois picos estiver entre 7,5 e 10 ms. Outro requisito adicional de confirmação do defeito, é que um pico seja de 75 a 125 % do pico anterior, porém de sinal oposto.

Outro método foi proposto por Sykes e Morrison [3-15], e utiliza: o valor da componente de 60 Hz da corrente diferencial para operação do relê; e o valor da componente de segunda harmônica da corrente diferencial, para inibição da operação. Para tal, as amostras da corrente diferencial são tratadas por dois filtros, digital recursivos, um tipo passa-faixa sintonizado a 60 Hz, e o outro passa-faixa sintonizado a 120 Hz. Ao primeiro dos dois sinais é atribuído um atraso de 20 ms. A comparação dos dois sinais ditam a operação ou não do relê.

Metodologia semelhante é proposta por Malik-Dash-Hope [3-16] porém, usando Transformada de Fourier para determinação da componente fundamental e da segunda harmônica da corrente diferencial. Alternativamente, pode-se utilizar no algoritmo de filtragem digital, as funções de Walsh.

Conclui-se pois que, as técnicas de proteção digital, apresentam inúmeras alternativas para proteção diferencial do transformador, visto que, elas permitem calcular além da parcela fundamental, as parcelas de harmônicas que são úteis na diferenciação da situação de curto e de energização do transformador.

CAPÍTULO 4

AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

4.1 INTRODUÇÃO

As subestações convencionais possuem vários tipos de automação, podendo-se destacar algumas delas como o comando de disjuntores e chaves da sala de controle, e os intertravamentos na operação de equipamentos, funções estas providas via reles eletromecânicos e lógica de contatos.

Com o advento dos sistemas digitais estas funções e outras, são realizadas de forma diferente utilizando equipamentos como microprocessadores e lógica estabelecida em *software*. Isto não significa que os sistemas digitais trouxeram muitas novas funções, mas sim que principalmente modificaram a forma de fazê-las.

Desta forma pode-se estabelecer as funções dentro de uma subestação, de forma genérica servindo para implementação através do sistema digital, ou convencional ou misto.

Estas funções são :

- a) Sinalização ou monitoração de estado (*status*) de equipamentos.
- b) medição.
- c) proteções:
 - de linha,
 - de transformador,
 - de barra,
 - de reator,
 - por perda de sincronismo, etc.
- d) monitoração das proteções
- e) religamento automático
- f) estimativa de localização de falta na linha
- g) telecomando
- h) proteção por falha de disjuntor
- i) controle de equipamentos de chaveamento (intertravamento)
- j) seqüência automática de chaveamentos
- l) monitoração de sobrecarga em transformadores
- k) controle local de tensão e fluxo de reativo
- m) corte seletivo de cargas (*load shedding*)
- n) sincronização
- o) alarmes
- p) indicação e registro de seqüência de eventos
- q) oscilografia
- r) interface homem-máquina
- s) impressão de relatórios
- t) interface com COR/COS e outros sistemas
- u) autodiagnose

O sistema digital para a realização destas funções podem variar de complexidade dependendo de como se pretende implementá-las, porém sempre será composto de um sistema central, um sistema de aquisição de dados com ou sem dispositivos de interface com o processo, e por unidades dedicadas com objetivos específicos (proteção, oscilografia, por exemplo).

A complexidade do sistema central é função do tamanho da subestação, e da escolha se a subestação será assistida ou desassistida (telecomandada).

A subestação é dita assistida quando tem operadores locais durante todo o tempo de serviço. É comum numa área haver várias subestações telecomandadas através de uma outra. Neste caso o sistema central, na subestação no comando, deve ser composto de computadores onde residirá a Interface homem-máquina (IHM) para os operadores.

Já na subestação desassistida (telecomandada) o sistema central pode ser simples, com apenas equipamentos para a comunicação e troca de dados com a subestação, que está no comando.

O sistema de aquisição de dados, iguais nas subestações assistidas ou não, desde que com os mesmos funções evidentemente, tem requisitos diferentes quanto a tempos e velocidades de processamentos dependendo das funções implementadas. Na Fig. 4.1-1 são mostradas, numa escala de tempo, as funções e seus requisitos de tempo.

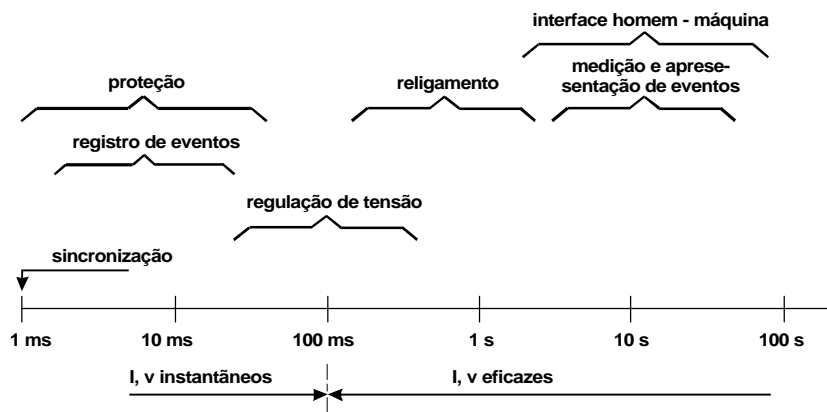


Fig. 4.1-1 Funções e seus requisitos de tempo

Dependendo do requisito de tempo deve-se coletar o valor instantâneo ou valor eficaz da variável, com maior ou menor velocidade, podendo justificar equipamentos dedicados para as funções mais rápidas.

No texto que se segue serão descritas as funções de uma subestação tendo como exemplo um tipo dela para melhor entendimento. Antes porém serão apresentados os vários tipos de arranjo de subestações utilizadas

4.2 ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES

A denominação arranjo é usada para as formas de se conectarem entre si as linhas, transformadores e cargas de uma subestação.

O arranjo mais simples, barra singela, disjuntor singelo está indicado na Fig. 4.2-1.

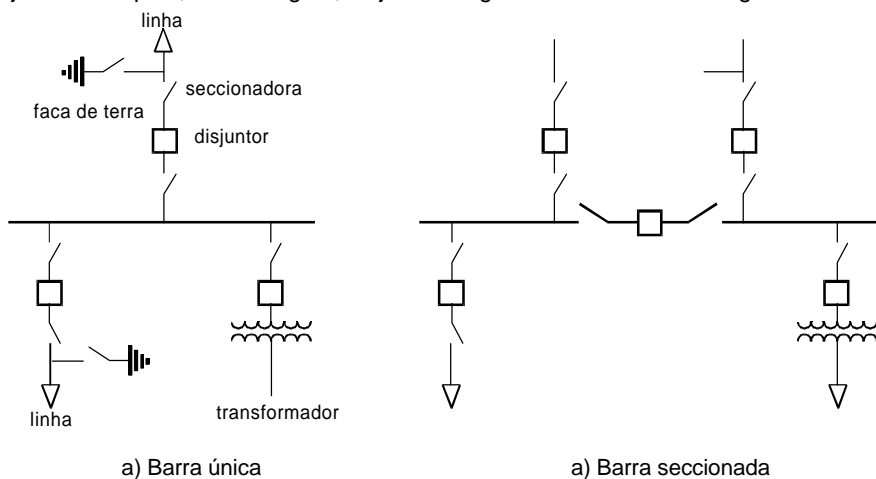


Fig. 4.2-1 Arranjo barra singela, disjuntor singelo (diagrama unifilar)

O disjuntor permite abrir ou fechar o circuito com carga. As seccionadoras não podem operar com carga, assim elas são abertas após aberto o disjuntor e são instaladas para isolar o disjuntor para sua manutenção. A faca de terra é operada quando a linha está desenergizada, e serve para proteção contra ligação indesejada da linha pelo outro extremo. Na Fig.4.2-1 a todos os circuitos se conectam a mesma barra e são todos desligados quando ocorre um defeito nesta barra. O arranjo da fig. 4.2-1 b inclui um disjuntor de barra (ou disjuntor de paralelo) e com este arranjo perde-se apenas parte dos circuitos quando ocorre um defeito numa seção de barra.

Nestes arranjos quando está sendo feita a manutenção num disjuntor o circuito fica desligado. Por isto estes arranjos são usados em subestações de pequena importância, subestações de média tensão, e subestações industriais onde cada carga é alimentada por dois circuitos vindos de locais independentes.

Quando existe o requisito de não perder o circuito, durante a manutenção do disjuntor pode-se usar o arranjo da Fig. 4.2-2.

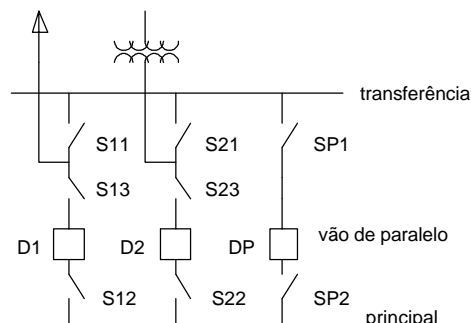


Fig. 4.2-2 Arranjo de barra principal e transferência

Neste arranjo em operação normal tem-se D1, D2, S12, S22, S13, S23 ligados e S11, S21, SP1, SP2, DP desligados. Na ocasião de manutenção de D1 as seguintes providências são tomadas:

- ligar S11, SP1, SP2 e depois DP.
- desligar D1, S12, S13.

Agora a corrente da linha passa por S11, SP1, DP, SP2 chegando a barra principal.

Como etapa final deve ser providenciada a transferência da proteção da linha 1, de forma que ela possa atuar em DP e não mais em D1.

Na Fig. 4.2-3 está apresentado um arranjo de dupla barra principal e transferência.

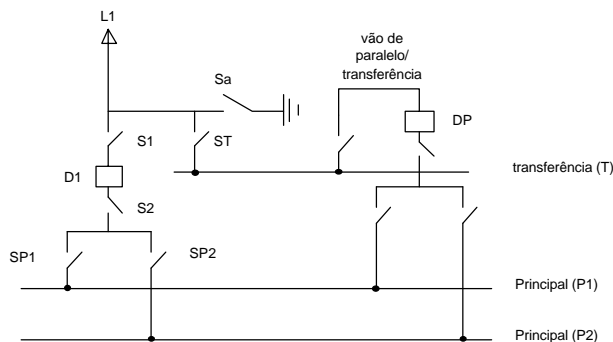


Fig. 4.2-3 Arranjo da barra dupla principal e transferência

Neste arranjo o circuito L1 poderá estar ligado em um das barras P1, P2, e para a manutenção de D1 deve-se transferir o circuito para a barra de transferência e disjuntor DP. Este arranjo é considerado complicado e normalmente é substituído pelo arranjo da Fig. 4.2-4, com uma barra a menos, e que tem praticamente as mesmas funções e facilidades.

Os arranjos indicados em 4.2-4a e 4.2-4b tem as mesmas funções porém o esquema b) utiliza uma chave a menos, sendo pois mais econômico, mas com operação um pouco mais complicada.

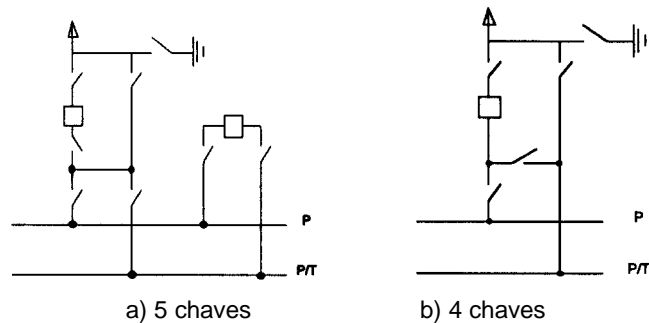


Fig. 4.2-4 Barra principal e principal/transferência

Todos estes arranjos discutidos, como visto, utilizam um disjuntor por circuito.

Na Fig. 4.2-5 está apresentado o arranjo de barra dupla e disjuntor duplo,

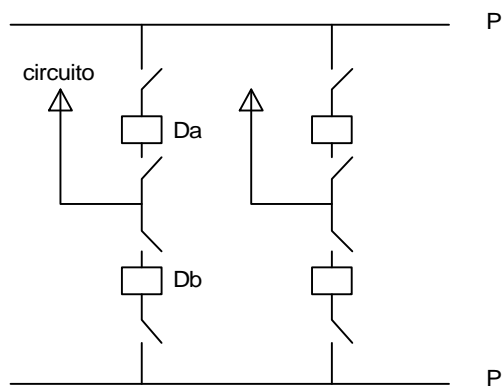


Fig. 4.2-5 Arranjo barra dupla, disjuntor duplo

Este arranjo é o que apresenta maior confiabilidade porém é o mais caro. No caso de defeito no circuito 1 deve-se abrir os disjuntores Da, Db. Na ocasião de manutenção de um disjuntor (Da por exemplo) o circuito permanece ligado a barra pelo outro disjuntor (Db).

Este arranjo é utilizado em subestações de UHV (ultra alta tensão).

Na Fig. 4.2-6 está apresentado o arranjo denominado disjuntor e meio (1 1/2 disjuntor). Utiliza 3 disjuntores para 2 circuitos, portanto 1,5 disjuntor por circuito.

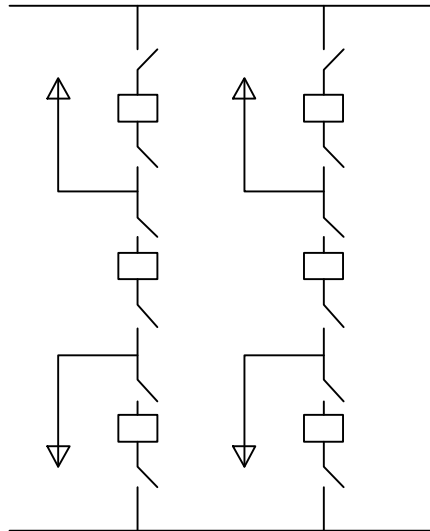


Fig. 4.2-6 Arranjo disjuntor e meio

Este arranjo é mais utilizado no Brasil nos sistemas de 500 e 765 kV, é mais econômico e tem praticamente a mesma confiabilidade que o arranjo barra dupla, disjuntor duplo.

Na Fig. 4.2-7 está apresentado o arranjo com 3 circuitos no mesmo vão (disjuntor 1 1/3). Esta concepção pode ser generalizada para múltiplos circuitos no mesmo vão.

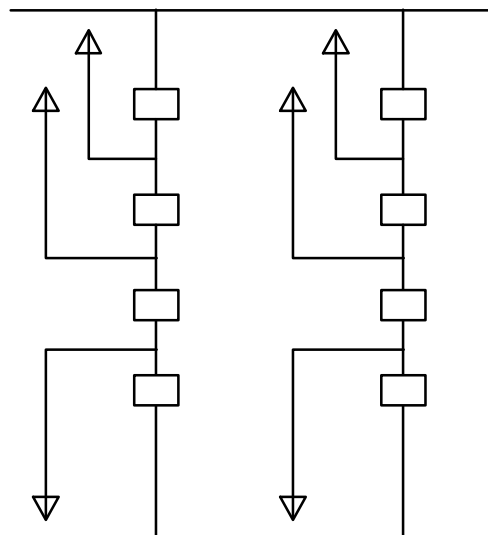


Fig. 4.2-7 Arranjo 1 1/3 (seccionadoras omitidas no desenho)

Por último pode ser mencionado o arranjo em anel. (Fig.4.2-8)

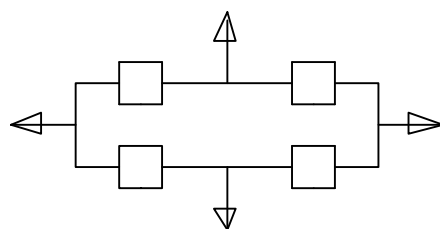


Fig. 4.2-8 Arranjo em anel (seccionadoras omitidas no desenho)

Como visto um arranjo apresenta maior ou menor confiabilidade, custo e flexibilidade de operação.

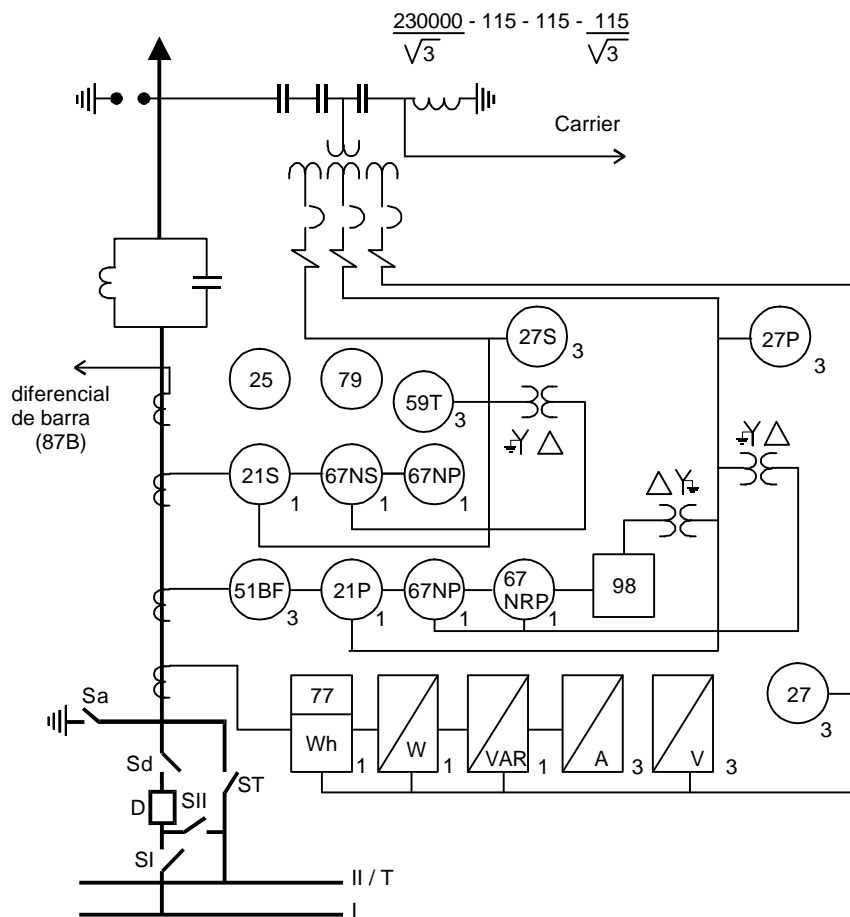


Fig. 4.3-2 Vão de linha (proteção e medição)

- 21 Impedância
- 25 Sincronismo
- 27 Subtensão
- 51BF Falha do disjuntor
- 59 Sobretensão
- 67 Sobrecorrente direcional
- 79 Religamento
- 87 Diferencial
- 98 Oscilografia
- P principal
- S secundário
- N neutro
- R retaguarda

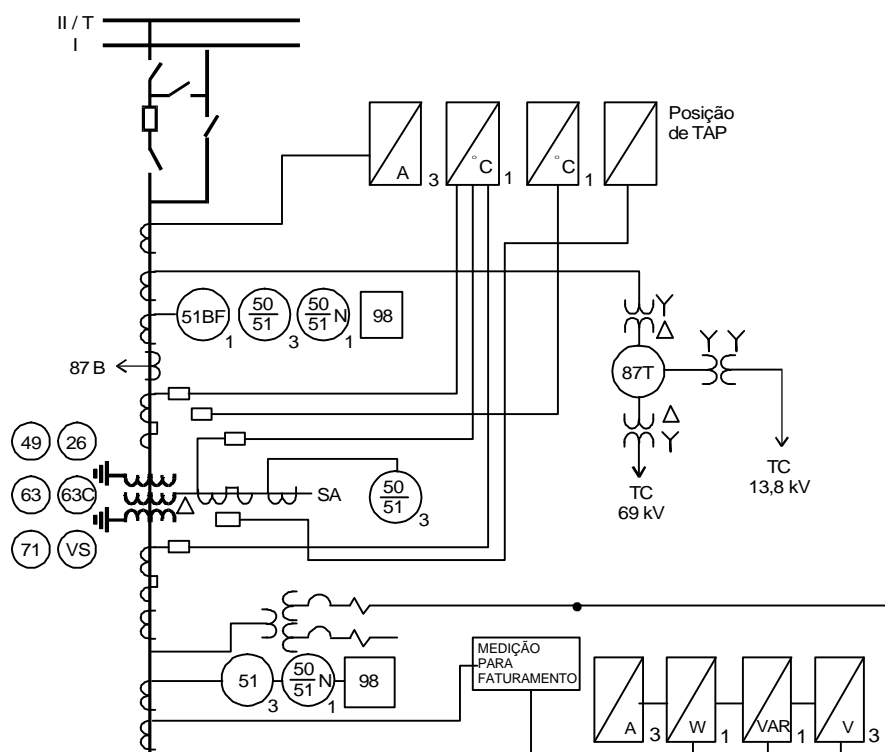


Fig. 4.3-3 Vão de transformador (proteção e medição)

- 50/51 sobrecorrente tempo definido/inverso
- 26 temperatura do óleo
- 49 temperatura do enrolamento
- 63 pressão do gás
- 63C pressão de gás no comutador
- 71 nível do óleo
- VS válvula de segurança
- 87T diferencial do transformador
- 87B diferencial de barra
- 98 oscilografia

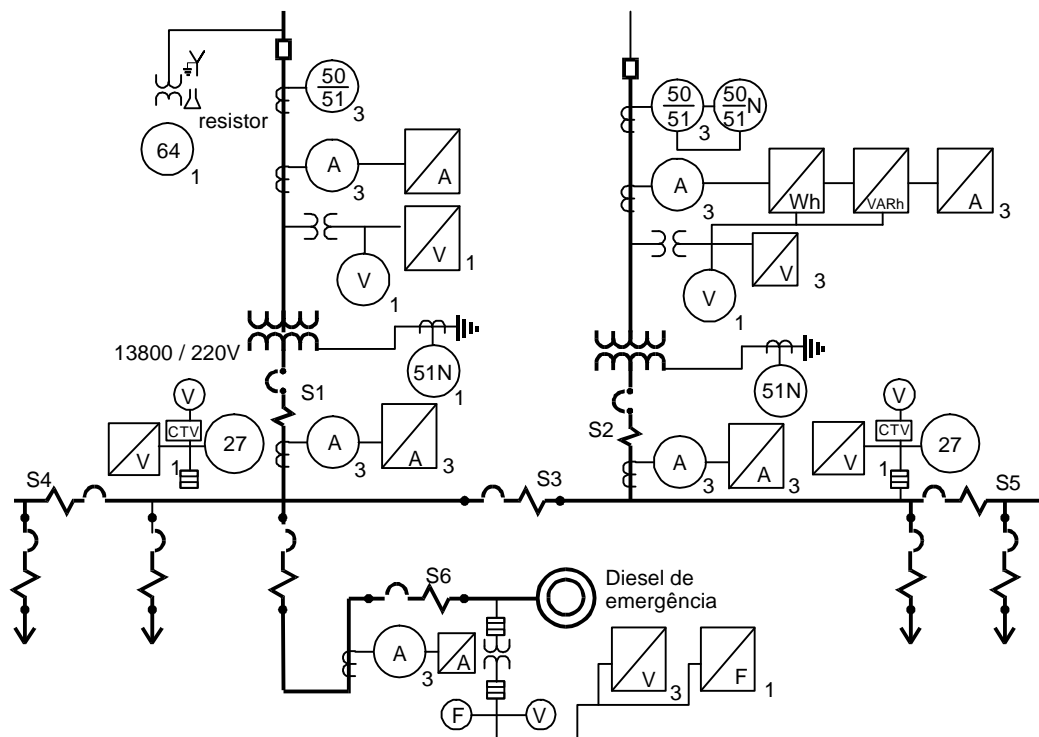


Fig. 4.3-4 Serviços auxiliares CA

- 64 defeito à terra
- F freqüencímetro
- A amperímetro
- V volímetro
- CTV chave de transferência

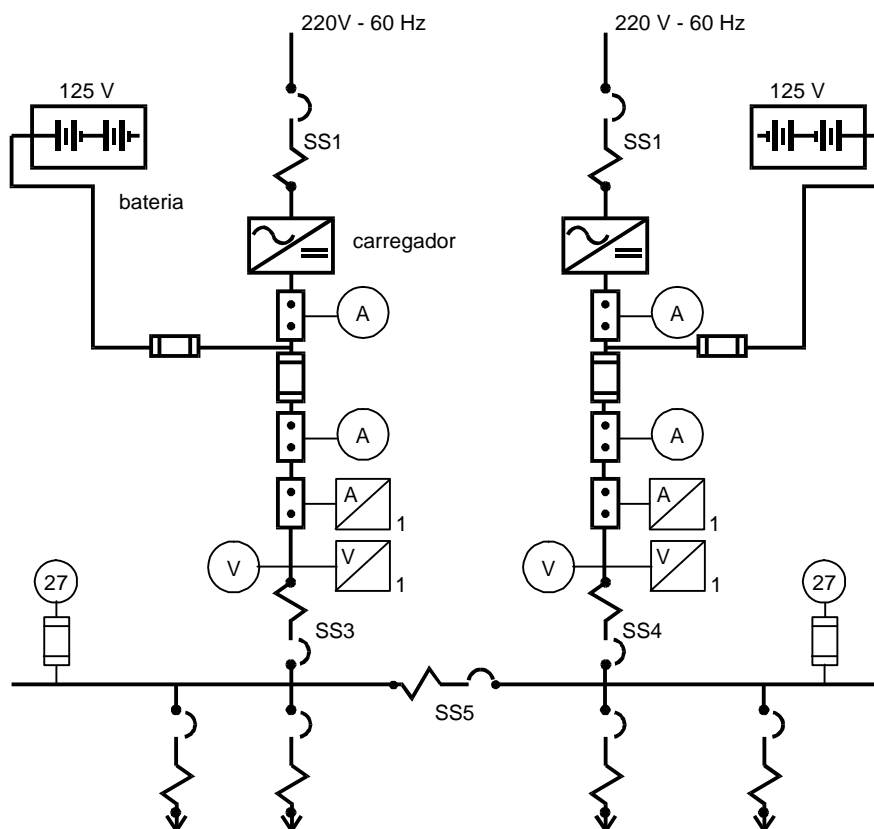


Fig. 4.3-5 Serviços auxiliares CC

A seguir serão detalhadas as funções:

a) sinalização ou monitoração de estado de equipamentos

Está incluída nesta função a apresentação numa tela de vídeo onde está operador, o estado (*status*) dos equipamentos, (ligados ou fechados/desligados ou abertos), da subestação e dos serviços auxiliares. Para tanto os contatos auxiliares (fim de curso) de disjuntores, de seccionadoras, e de relés auxiliares são lidos através de entradas digitais na unidade de aquisição de dados (UAC). Como resultado costuma-se apresentar no vídeo o diagrama unifilar da subestação ou serviços auxiliares, com todos os equipamentos representados por símbolos (como figura 4.3-1, 4.3-4, 4.3-5) A indicação de mudança de estado é feita modificando o símbolo ou seu atributo de cor. Por exemplo pode-se encher o quadrado que representa o disjuntor de cor verde quando desligado e cor vermelha quando ligado; para a seccionadora pode-se mudar também sua cor ou substituir o símbolo, por exemplo chave fechada por chave aberta.

É de interesse monitorar o estado:

- dos disjuntores da linhas e transformadores
- das seccionadoras dos vãos de linhas e transformadores
- dos contadores principais dos serviços auxiliares CA (S1, S2, S3, S4, S5, S6 na Fig. 4.3-4)
- dos contadores principais dos serviços auxiliares CC (SS1, SS2, SS3, SS4, SS5 na Fig.4.3-5)

Pode-se monitorar também todos os circuitos que saem das barras dos serviços auxiliares CA, CC, ou parte deles como por exemplo apenas os circuitos de segurança.

Para os equipamentos principais (disjuntores e seccionadoras) procura-se sempre ler um contato normalmente aberto e um fechado e durante a aquisição testar a coerência destas leituras. Para o serviço auxiliar não há necessidade desta redundância visto a importância relativa dos circuitos.

Num sistema digital pode-se adicionalmente utilizar as leituras de tensão e corrente para conferir se a posição dos contatos estão indicadas corretamente.

Exceto pelos disjuntores, o tempo de mudança de estado destes equipamentos são longos (> 100 ms), desta forma a unidade que faz aquisição destes dados não precisa ter resolução rápida (10 a 20 ms de resolução é suficiente).

Nesta função estão também incluídas a monitoração particular de equipamentos, como pressão anormal de gás ou óleo em disjuntores, ventiladores e bombas de circulação de óleo em transformadores (ligados/desligados), estado de chaves de comando em posição local/remoto.

b) medição

Esta função tem por objetivo mostrar no vídeo os valores de algumas variáveis. No exemplo da Fig. 4.3-1 à Fig. 4.3-5 verifica-se que são medidos :

. linhas

- correntes nas três fases (3)
- 3 tensões
- potência ativa trifásica
- potência reativa trifásica
- energia ativa trifásica

. transformadores

lado primário

- 3 correntes

lado secundário

- 3 correntes
- 3 tensões
- potência ativa
- potência reativa
- energia ativa/reativa para faturamento

- . variáveis não elétricas
 - temperatura dos 3 enrolamentos
 - temperatura do óleo
 - posição do comutador (tap)
- . serviços auxiliares CA
 - . primário dos transformadores 13800/220 V
 - 3 correntes
 - 1 tensão
 - energia ativa/reactiva
 - . secundário dos transformadores 13800/220 V
 - 3 correntes
 - . barras
 - uma tensão em cada seção
 - . diesel de emergência
 - 3 correntes
 - 1 tensão
 - frequência

Obs: na Fig. 4.3-4 estão indicados também amperímetros, voltímetros e freqüencímetro convencionais para medição e indicação local

- . serviços auxiliares CC (em cada alimentador de barra)
 - corrente
 - tensão

Obs: amperímetros e voltímetros convencionais estão sendo indicados na Fig. 4.3-5.

Os valores de algumas, ou de todas as variáveis (medições), podem ser indicadas no vídeo num diagrama unifilar. Alguns sistemas permitem ampliar (*zoom*) parte da tela, mostrando todas as variáveis com tamanhos de letras e números ampliados, com diferentes cores. Algumas vezes estes valores são mostrados na forma de aparelho (escala ou ponteiro) ou gráfico de barras verticais ou horizontais.

Toda a medição mostrada nas figuras indicam o uso de transdutores para conversão de sinal. Neste caso deve-se lembrar que eles possuem uma constante de tempo de 100 a 200 ms não se justificando pois velocidades altas na aquisição de dados.

Em alguns sistemas as variáveis elétricas podem ser lidas com transdução digital de 3 tensões e 3 correntes. Visto que neste caso tem-se acesso ao módulo e fase das tensões e corrente, pode-se proceder o cálculo das potências e energias, ativas e reativas, por fase e total. No caso de transdução digital a aquisição de dados precisa ser feita com resolução da ordem de 1ms.

Em alternativa a efetuar diretamente as medições, pode-se utilizar as informações dos reles digitais. Como estes estão continuamente fazendo as medições das correntes e tensões (módulo

e fase), pode-se transferir por comunicação, estas informações a unidade central ou a unidade de aquisição de dados, e preceder a seguir o cálculo das demais variáveis (potências por exemplo).

Evidentemente, ao optar por uma destas soluções deve-se ter em mente a precisão que se deseja na medida, e a coerência desta com os componentes dos equipamentos de leitura e com os transformadores de medida.

Para indicação ao operador, a precisão não necessita ser fina, o mesmo não acontecendo para medição de faturamento. Por esta razão na Fig. 4.3-3 indicou-se um equipamento adicional específico para o faturamento.

Com relação a posição do comutador (tap), esta medição pode ser feita através de leituras digitais de contatos ligadas ao mecanismo de acionamento dos taps, ou através de uma variável analógica (continua) de tensão.

c) proteções

Num sistema de automação de uma subestação nova pode-se considerar a utilização de proteção digital ou convencional. Algumas empresas preferem usar a proteção convencional (já bastante testadas) em algumas funções ou em todas. Em particular, várias empresas tem modernizado as suas subestações existentes, quando dentre outras coisas, substituem o comando e controle convencional por digital. Entretanto, é comum neste caso manter a proteção convencional existente, porém fazendo o sistema digital monitorá-la.

Em qualquer dos casos, digital ou convencional, utiliza-se para proteção, módulos dedicados e separados, sendo sua atuação feita diretamente no disjuntor sem passar pelos computadores do sistema digital, ou seja, a proteção atuando, fecha um contato que provoca a operação do disjuntor. Esta atuação da proteção é paralelamente monitorada.

Os grandes fornecedores de reles digitais costumam utilizar os módulos eletrônicos reles para fazer aquisição de alguns dados como os estados do disjuntor e chaves. Isto pode ser interessante na proteção de alimentadores e circuitos de média/baixa tensão, onde num módulo pode-se ter 3 proteções de sobrecorrente de fase, uma de neutro e a monitoração do estado do disjuntor e suas chaves adjacentes. Considerando que o relê mede as correntes mesmo em situações sem defeito no circuito, muito pouco fica faltando para completar a aquisição de dados no alimentador. Assim o módulo relê substitui a proteção e a unidade de aquisição de dados.

Desta forma pode vir a mente pensar num único módulo que faça toda a aquisição de dados e proteção num vão (*bay*). Deve-se lembrar que a resolução desejada para proteção, e aquisição de dados são diferentes e que a tendência em automação é a distribuição dos processamentos, direcionando pois a solução em módulos separados.

Nas figuras 4.3-2, 4.3-3, 4.3-4, 4.3-5 estão indicadas as proteções previstas no exemplo em discussão. O esquema adotado está voltado ao uso de proteção convencional, porém em se desejando usar proteção digital basta escolher módulos apropriados para esta função.

As proteções previstas neste exemplo são:

. proteção de linha

- reles 21P, 67NP, 67NRP: refere-se a proteção principal de distância e sobrecorrente direcional de terra, com varias zonas direcionais (pelo menos 3) e uma zona não direcional, transferindo disparo ao disjuntor do outro extremo da linha por carrier. Este conjunto convencional pode ser substituído por um módulo digital que poderá incluir atuação ou bloqueio de abertura do disjuntor no caso de oscilação eletromecânica no sistema e perda de sincronismo.
- reles 21S, 67NS, 67NRS: refere-se a uma proteção idêntica a anterior, duplicação para obter confiabilidade adequada. Pode ser substituída por outro modulo digital.
- reles 51BF: sobrecorrente para detectar falha de abertura do disjuntor.
- reles 59, 27 de sobretensão e subtensão: estas unidades convencionais podem ser substituídas por um módulo digital que poderá também incluir o relê 51BF.
- reles 27S, 27P de subtensão para detectar falta de potencial nos reles P, S convencionais. Não são necessários no caso de proteção digital pois a falta de tensão já está sendo monitorada.

. proteção do transformador

- relê 87: refere-se a proteção diferencial para transformadores de 3 enrolamentos com os respectivos TC auxiliares. Pode ser substituído, inclusive os TC auxiliares, por um modulo digital.
- reles 50/51, 50/51N: reles de sobrecorrente de fase e neutro, no primário e secundário, com função de proteção de retaguarda. Podem ser substituídos por 2 módulos digitais cada um com as funções 50/51 e 50/51N.
- reles 50/51: reles de sobrecorrente de fase no terciário. Podem ser substituídos por um módulo digital.
- reles 49, 26, 63, 63C, 71: referem-se a proteção por temperatura, de nível do óleo e aparecimento de gases, proteções estas fornecidas pelo fabricante do transformador. Poderia pensar em eliminar as proteções de temperatura e nível, visto que estas variáveis estariam sendo monitorados pelo sistema digital e são de variação lenta.

. proteção de barra

- relê 87B ; refere-se a proteção diferencial da barra, que poderia ser substituída por um módulo digital.

. *serviços auxiliares CA*

- reles 50/51, 50/51N : cada conjunto para 3 fases e um neutro poderia ser substituído por um módulo digital.

- reles 50/51N no neutro do transformador 13800/220 V: cada um poderia ser substituído por um módulo digital.

- reles 27 subtensão: estão no sistema para transferência automática do alimentador. Pode ser suprimido visto que a tensão das barras estariam sendo monitorados pelo sistema digital, que pode fazer a transferência.

. *serviços auxiliares CC*

- reles 27: transferência de alimentador. Valem os mesmos comentários já elaborados no caso de serviços auxiliares CA.

d) monitoração das proteções

Esta função visa mostrar ao operador a atuação dos reles de proteção, permitindo identificar as fases em curto e se o defeito inclui ou não o terra.

No caso de se utilizar proteção convencional os contatos de todos os reles precisam ser monitorados, através de entradas digitais nas unidades de aquisição de dados.

Esta informações são usadas também em outra função ainda não descrita, a seqüência de eventos. Para distinguir a ordem de operação dos reles, estes dados devem ser adquiridos com resolução rápida (1ms), coerentemente com o tempo de atuação das proteções (algumas com atuação em 4 a 8ms).

No caso de utilização de proteção digital, os módulos utilizados possuem memórias que permitem armazenar a informação de operação, e canais de comunicação que permitem transferi-las para o sistema central onde será usada a monitoração. O módulo relê digital, não precisa comunicar os dados logo em seguida a atuação da proteção, podendo fazê-lo em tempos de até 1 s, visto que sua atuação é direta no disjuntor e os dados comunicados servem a monitoração apenas.

Todos os reles indicados no item c anterior devem ser monitorados , e no caso de uso de proteção digital, isto não aumenta o número de pontos, visto que as informações são transferidas por canais de comunicação de dados.

Nesta função está também indicada a monitoração de funcionamento do carrier, e da falta de potencial nos reles convencionais.

e) religamento de linhas

A maioria das faltas em linhas são de natureza temporária (descargas atmosféricas) desaparecendo quando a linha é desligada por períodos de 250 a 500 ms, quando ocorre a extinção de arco no local de curto.

Esta função deve pois prever uma lógica que acompanha uma temporização (retardo), após a abertura do disjuntor, e reinicia o fechamento deste. Esta ação deve ser repetida por um número de vezes especificado (quando não há sucesso) e bloquear o fechamento ao final desta contagem.

O religamento de linhas pode ser monopolar ou tripolar, o primeiro para defeito de uma fase a terra e o outro para os demais defeitos. Em algumas concessionária sempre a abertura e religamento é tripolar mesmo no caso de defeito em uma única fase.

Cada tentativa de religamento pode ter um tempo ajustável de até 10 segundos para a primeira tentativa (ajustável em passos de 0,1 s) e até 60 segundos para os seguintes (ajustável em passos de 1 s).

Esta lógica é combinada com a identificação do tipo de falta e fases envolvidas, feita pela proteção. Quando o religamento é utilizado em linhas de interconexão de sistemas, esta lógica deve prever a verificação de sincronismo ou situação de barra viva / linha morta ou linha viva / barra morta.

No caso do exemplo aqui discutido, está previsto o religamento nas linhas com verificação de sincronismo, ou barra/linha, viva/morta (reles 79, 25), com um único relê de verificação de sincronismo.

f) Estimativa de localização de faltas

Os reles de impedância operam ou não, em função do valor da impedância vista (calculada) pelo relê, portanto identificam a distância do curto.

Os reles convencionais porém, não guardam esta informação. Por isto após um curto é conectado à linha um medidor de distância do defeito, distância esta que será identificada se o curto ainda permanecer. Se o curto for transitório, o local não será portanto identificado. Para melhorar este processo, pode-se deixar permanentemente ligado este localizador de defeitos, que passa a reter a informação por comando da proteção. Trata-se então de um módulo dedicado com custo próprio.

O relê digital, como dito, para decidir sobre a atuação ou não, calcula e armazena a distância do curto (valor da impedância) podendo comunicar esta informação ao sistema digital de automação.

Segue-se que, para se disponibilizar esta função, quando se utiliza relê digital, tem-se apenas um custo marginal.

Quando não está sendo utilizado um relê de impedância, pode-se instalar equipamentos dedicados, ou efetuar a aquisição dos valores das três correntes e três tensões na linha, através de transdução digital, e efetuar o cálculo da impedância até o ponto de curto (mesmo princípio da proteção digital) para calcular a localização do defeito.

g) Telecomando / Telecontrole

O comando e controle de abertura e fechamento de chaves e disjuntores, a modificação da referência de um regulador, a mudança de tap em um transformador com comutador sob carga, são exemplos de ações que podem ser executadas em diferentes locais. Portanto os comandos podem ser:

- locais (junto do equipamento)
 - . com comando mecânico
 - . com comando elétrico (utilizando motores, solenóides, etc.)
- a distância ou remotos
 - . a partir da unidade de aquisição de dados (UAC)
 - . a partir da sala de comando da subestação
 - . a partir de outros centros (COS, COR, e centro de operação de subestações desassistidas)

Adicionalmente existem controles, como o de tensão pela alteração do tap de transformadores, que podem ser acionados: manualmente através de teclas (botoeiras) de acionamento pelo operador; ou automaticamente por equipamentos sensores (relé de tensão, por exemplo).

Meneumonicamente podem ser adotadas as seguintes nomenclaturas para as formas de comando/controle descritas anteriormente :

- LOCAL
 - . LOCAL MECÂNICO
 - . LOCAL ELÉTRICO
- REMOTO
 - . REMOTO / UAC
 - . REMOTO / CENTRALIZADO
 - . REMOTO / DISTANTE

Adicionalmente utilizam-se as siglas AUTO / MANUAL (automático/manual) para definir a forma de atuação de certos controles. Esta nomenclatura será adotada neste texto.

Os seguintes comandos e controles aparecem numa subestação :

- Operação de disjuntores
- Operação de seccionadoras e chaves
- Seleção de controle AUTO / MANUAL
- Seleção da localização LOCAL / REMOTO, em suas várias alternativas
- Bloqueio / desbloqueio de operação de disjuntores
- Bloqueio / desbloqueio de reles, inclusive religamento
- Movimentação do comutador sob carga
- Seleção de sincronização
- Transferência de proteção
- Valor de referência de reguladores e controladores locais

Os comandos e controles (as vezes até contraditórios) podem ser originados simultaneamente de locais diferentes. A ordem a ser obedecida será aquela definida pela posição de chaves seletoras

instaladas nos vários locais. Assim podem ser utilizadas, para a priorização de obediência, as chaves de duas posições LOCAL / DISTANTE localizadas em diferentes pontos. A chave utilizada junto ao equipamento na posição LOCAL define que o comando controle só poderá ser iniciado mecanicamente ou eletricamente do painel do equipamento; na posição DISTANTE o comando passa a ser feito do nível hierárquico imediatamente superior, no caso a UAC. A chave de seleção na UAC na posição LOCAL define que o controle deve ocorrer via tecla instalada nesta UAC; na posição DISTANTE passa para a sala de comando e assim sucessivamente. A tabela a seguir mostra estas várias combinações :

Local da chave seletora	Posição	Local único de comando
Painel do equipamento	LOCAL DISTANTE	no Painel na UAC
UAC	LOCAL DISTANTE	UAC na Sala de comando
Sala de comando	LOCAL DISTANTE	na Sala de comando COS/COR/outros centros

Outra alternativa é instalar uma chave de três posições LOCAL / UAC / CENTRALIZADO e no *software* instalado no computador da sala de comando definir uma lógica de como priorizar ou não o comando vindo do COS/COR e outros centros.

O comando a partir da UAC pode ser feito por teclas funcionais instaladas no gabinete desta, ou através de computador portátil que é ligado para isto a uma porta serial na UAC. Na sala de operação, o comando pode ser feito por um teclado funcional, ou pelo teclado alfanumérico acompanhando as informações pelo vídeo, ou por cursores (*mouse, track ball, poke points*) posicionado sobre o equipamento a ser telecomandado e "clitando" sobre o dispositivo.

Ao ser iniciado um comando, por exemplo, da sala de operação, a informação é transferida por comunicação de dados à UAC que fecha uma saída digital, e esta aciona um relê auxiliar cujo contato é inserido no circuito de operação do equipamento.

Esta função vem associada com outra que será descrita a seguir, o intertravamento. Da ação conjunta destas duas funções o comando não é realizado se certas condições (intertravamentos) necessárias à segurança da operação não forem satisfeitas.

Muitas vezes tem-se a preocupação de que o fechamento indevido destas saídas digitais, provoque o acionamento indevido e portanto cause danos. Para contornar este problema, uma solução é o uso de rotinas "*check-before operate*" nas unidades de aquisição de dados (já descrita no capítulo 2). Outra solução é fazer com que o comando seja realizado por duas saídas digitais em série, cada uma proveniente de UAC diferentes, ou de cartões diferentes de uma UAC (vide Fig. 4.3-6).

Para evitar erros de operação (operação não desejada) esta função prevê a ação passo a passo acompanhada pelo operador : seleção do ponto do comando; conferência visual; confirmação de operação por acionamento de uma tecla.

Outro tipo de telecomando/telecontrole importante a ser discutido é a variação, passo a passo ou contínua, de uma grandeza (tap do transformador). A movimentação do tap pode ser feita a cada pulsação de um botão, ou por contagem do tempo enquanto é pressionado o botão. Ao se utilizar um sistema digital para esta função, o *software* deve contemplar essas alternativas.

Está incluído nesta função o bloqueio/desbloqueio de operação de disjuntores após a atuação de proteção, ou mesmo bloqueio/desbloqueio da proteção. Normalmente essa função é realizada por reles convencionais bi-estáveis, e o seu desbloqueio feito apenas por botoeira no painel onde ele está instalado. Os sistemas digitais, porém, podem prever o bloqueio/desbloqueio pelo sistema computacional, neste caso o software confere a segurança e a propriedade da ação (verificação de senhas, por exemplo).

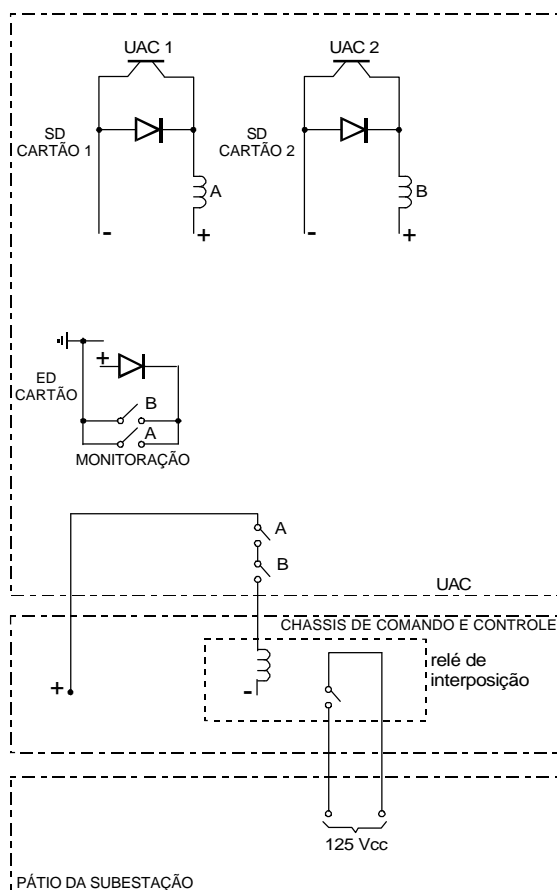


Fig. 4.3-6 Esquema de segurança para saídas digitais

h) disjuntor preso

Ao ocorrer um curto circuito, na linha L1 por exemplo, a proteção atua e abre o disjuntor. Entretanto por razões mecânicas (disjuntor travado) ou por razões elétricas (deterioração da capacidade isolante por falta de SF6, por exemplo) pode ocorrer que a corrente não seja interrompida. Neste caso o relê (função proteção) 51BF conta o tempo desde a ordem de abertura enviada, até o tempo esperado de abertura e detecta a ocorrência de falha de abertura.

A ação sucessiva é primeiro abrir todos os disjuntores dos circuitos ligados à barra onde está também ligado o disjuntor preso (por exemplo disjuntor da linha L1 na Fig. 4.3-1) e a seguir abrir automaticamente todas as chaves em volta deste (Sd, SI, SII) isolando-o.

Para realizar esta função deve ser prevista uma lógica que identifica quais os circuitos estão ligados em quais barras. Isto é feito examinando a posição das chaves SI, SII (ver Fig. 4.3-1) de todos os circuitos. Esta lógica pode ser feita num sistema de comando controle convencional usando os contatos auxiliares das chaves, porém não é simples.

Com o sistema digital isto é feito por um módulo de *software* que é executado sempre que uma seccionadora muda de posição, criando uma matriz de identificação das ligações as barras.

Por consulta a esta matriz pode-se iniciar uma ordem de "limpar" uma barra onde está o disjuntor preso.

i) intertravamento

Esta função visa estabelecer condicionantes à manobra de seccionadoras.

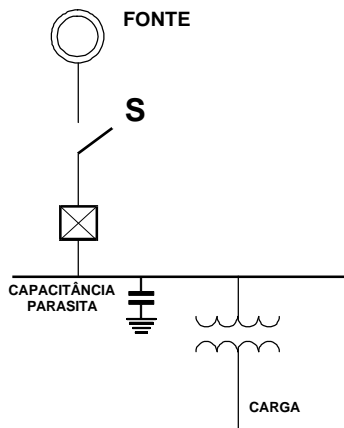
As seccionadoras Sd, ST, Sa, SI, SII, indicadas na Fig. 4.3-1 são utilizadas para permitir a ligação de um circuito numa barra ou na outra e, para isolar o disjuntor para execução com segurança a sua manutenção.

Estas seccionadoras não estão previstas para operar em carga (ligando ou interrompendo corrente) mesmo que esta corrente seja pequena.

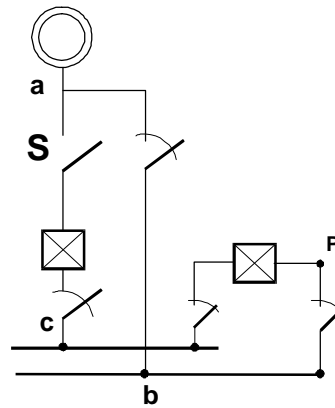
Desta forma elas não estão geralmente habilitadas nem mesmo a manobras de barramento em vazio, principalmente se neles estão ligados divisores capacitivos para medição de tensão.

Entretanto a operação pode ser feita com corrente, desde que exista um circuito paralelo de impedância desprezível por onde a corrente se desvie.

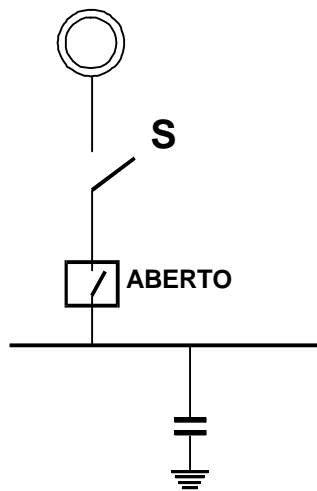
Na Fig. 4.3-7 estão ilustradas estas condições:



a) operação proibida (a corrente é interrompida)



b) operação permitida (corrente a-c desvia para a-b-p-c)



c) operação permitida desde que D esteja aberto

Fig. 4.3-7 Condições de manobra de S

Feita esta introdução serão apresentados os intertravamentos das chaves da linha L1 (Fig. 4.3-1) usando esquema lógico digital com álgebra E, OU e com a convenção indicada na Fig. 4.3-8 a seguir:

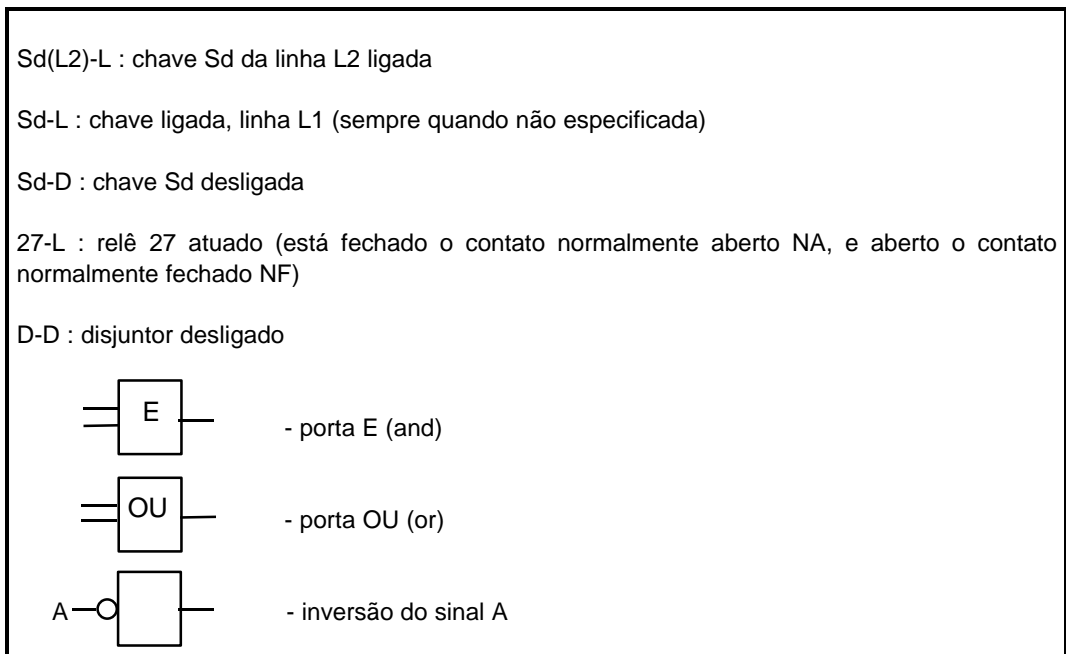


Fig. 4.3-8 Convenção para intertravamento (exemplos)

i.1) manobra da seccionadora Sd

A seccionadora Sd (ver Fig. 4.3-1) pode ser operada desde que:

- o disjuntor D esteja aberto. Neste caso a corrente é nula por ela, antes e depois da manobra;
- a seccionadora Sa esteja desligada, ou seja, a manobra é permitida apenas quando a linha esteja liberada

Entretanto, se o disjuntor D estiver em falha (disjuntor preso) a chave Sd precisa ser operada e isto deve ser previsto no esquema de intertravamento da seccionadora Sd.

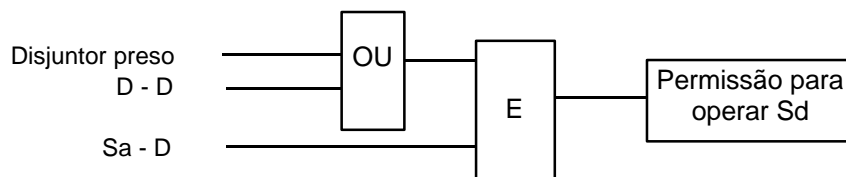


Fig. 4.3-9 Intertravamento de Sd

Examinando a figura anterior verifica-se que a lógica atende as condições desejadas. Por outro lado, esta lógica cria algumas condicionantes. Por exemplo para fazer manutenção de D é preciso: desligar D, abrir Sd, que pode ser feito só se Sa estiver desligada. A seguir a linha deve ser aterrada, portanto, Sa deve ser fechada.

Para retornar a operação inicial é preciso antes abrir Sa para a seguir fechar Sd e depois D. Ora não haveria nenhum problema de fechar Sd com Sa fechado desde que D estivesse aberto. Entretanto, esta ação ficou proibida pela lógica prevista.

i.2) manobra seccionadora Sa

Esta seccionadora pode ser operada tendo em conta os condicionantes expressos na Fig. 4.3-10.

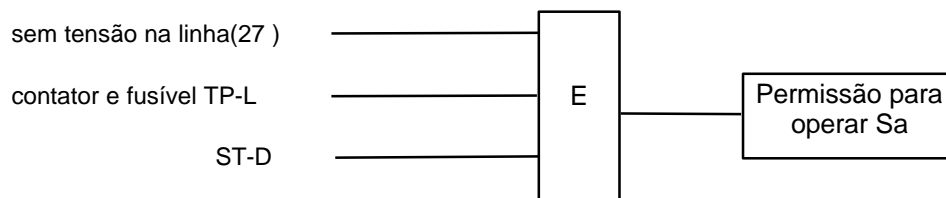


Fig. 4.3-10 Intertravamento de Sa

Examinando a figura verifica-se que para a operação devem ocorrer simultaneamente as condições:

- ST desligada: não tem tensão (corrente) do lado da barra da subestação;
- a linha está sem tensão, identificado pelo relê 27. Como este relê está ligado ao TP é preciso verificar que a ausência de tensão é real e não por queima de fusível do TP (ou abertura desse disjuntor).

i.3) manobra de seccionadora ST

Esta seccionadora é operada quando se deseja transferir o disjuntor do circuito L1 por exemplo, para o disjuntor do vão de paralelo/transferência. Os condicionantes estão indicados na Fig. 4.3-11.

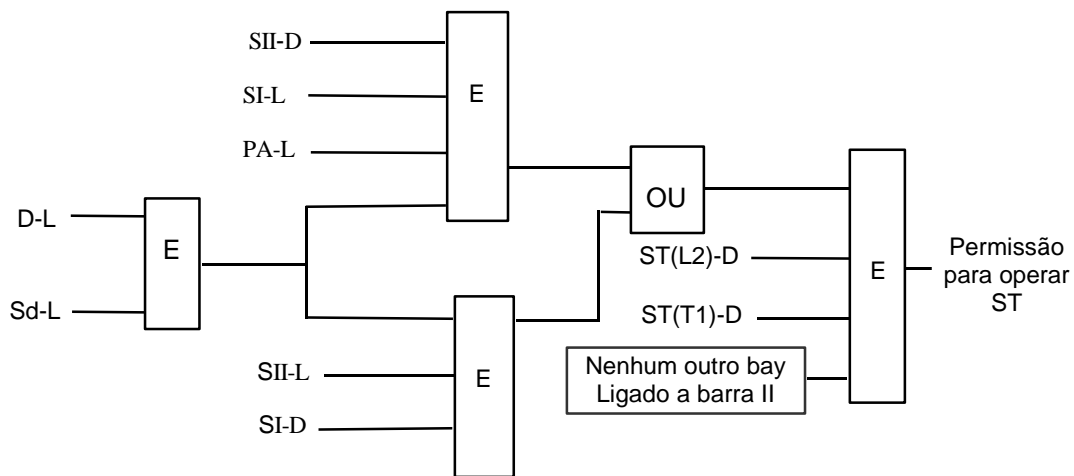


Fig. 4.3-11 Intertravamento de ST

Examinando esta figura verifica-se que:

- é preciso que nenhum outro circuito esteja ligado à Barra de Transferência II (ver o último bloco E),
- é preciso que D, Sd estejam ligados, ou seja, o circuito L1 esteja em operação (primeiro Bloco E),
- é preciso que SI esteja aberta e SII fechada, ou vice-versa (dois blocos E intermediários).

Se SII estiver ligada (e SI desligada) então o circuito L1 está ligado a Barra II, e o fechamento de ST não é problema pois a tensão será sempre nula em seus terminais (caminho Sd, D, SII).

Se SI estiver ligada (e SII desligada) ST pode ser fechada se o vão de paralelo PA estiver fechado, pois então a tensão nos terminais de ST será sempre nula (caminho Sd, D, SI(PA), D(PA), SII(PA)). Note que ST operasse com PA aberto, ela estaria manobrando a Barra II (carga capacitiva podendo se danificar).

As condições de PA aberto ou desligado (PA-D), ou PA fechado (PA-L) são ditados pelos condicionantes da Fig. 4.3-12.

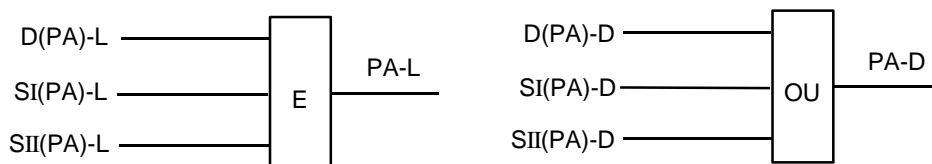


Fig. 4.3-12 - PA aberto ou fechado

i.4) manobra da seccionadora SI

Na Fig. 4.3-13 estão indicados os condicionantes para a operação desta seccionadora.

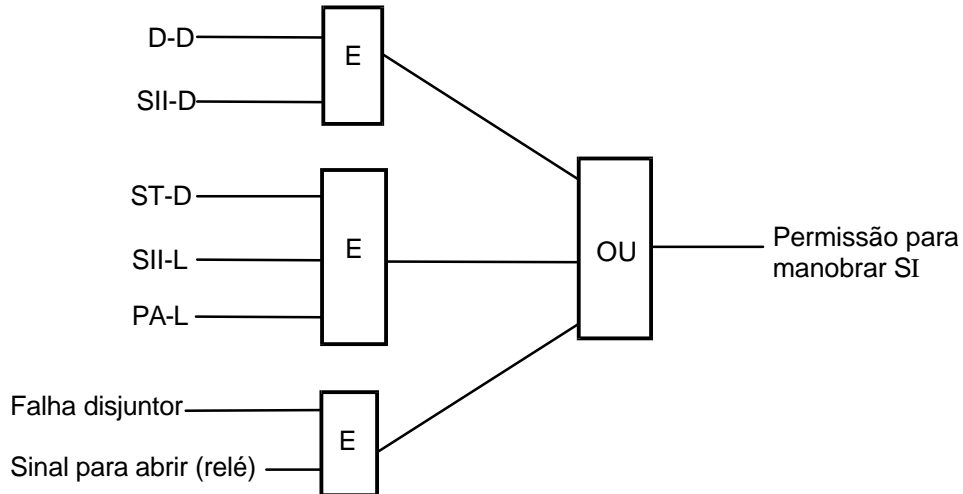


Fig. 4.3-13 Intertravamento de SI

Verifica-se que:

- se D, SII estiverem abertos não passará corrente por SI
- se SII e PA estiverem ligados, com ST aberta, não haverá perigo pois a tensão em SI é nula (caminho SII, PA),
- quando houver falha do disjuntor D, a operação do relê apropriado causará abertura automática de SI.

Na Fig. 4.3-14 estão indicados os condicionantes.

i.5) manobra de seccionadora SII

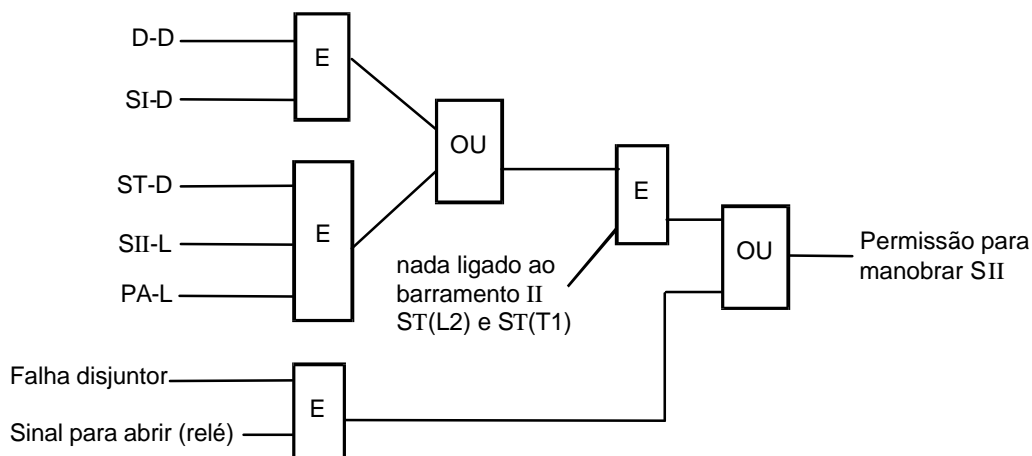


Fig. 4.3-14 Intertravamento de SII

O bloco E mais em baixo da figura indica os condicionamentos para ação de abertura automática de SII.

Os blocos E mais a esquerda e acima na figura se juntam numa opção OU e indicam:

- o superior: ausência de corrente por SII,
- o inferior: potencial zero sobre SII via vão de paralelo.

O bloco E central obriga que nenhum outro circuito esteja ligado no barramento II

i.6) manobra de SI(PA), SII(PA)

Estas chaves podem ser manobradas desde que D(PA) esteja aberto.

j) seqüência automática de chaveamentos

Nos sistemas digitais principalmente, podem ser planejadas as seqüências de operações para atingir um objetivo final. Neste caso o sistema executa automaticamente os passos necessários.

Alternativamente pode ser estabelecido que a cada passo executado, seu fim seja indicado ao operador e um novo passo é começado após confirmação por este (seqüência automática passo a passo).

Algumas destas seqüências aplicáveis, no exemplo aqui em discussão são:

- nos serviços auxiliares CA, CC (Fig. 4.3-4, 4.3-5) ligar o paralelo das barras (S3, SS5) quando um alimentador for desligado (por exemplo abertura de SI, ou abertura de SS4).

- partida do diesel de emergência até o fechamento de S6, quando não for possível estabelecer a tensão pelas demais fontes do serviço auxiliar CA.

- transferência de disjuntor (Fig. 4.3-1) com um único comando via teclado, acionando a abertura e fechamento das várias chaves e disjuntores e transferindo a proteção.

A operação automática de desligamento das chaves Sd, ST, SII, quando da ocorrência de disjuntor preso, já mostrada no item anterior, é uma seqüência automática de chaveamento.

k) monitoração de sobrecarga em transformadores

Os transformadores de transmissão são especificados para uma potência (aparente) nominal S. Esta especificação estabelece também a temperatura ambiente média T no local onde ele será instalado. O fabricante projeta o transformador (volume de ferro e cobre) de forma que na condição S, T, a temperatura do ponto mais quente (HS) seja a nominal (por exemplo de 98° C). Desta forma, se o transformador trabalha sempre com S,T nominais, ele estará nesta temperatura e a taxa de degradação do seu isolante é tal que leva a uma vida útil nominal V da ordem de 20 a 30 anos pelo menos.

A temperatura ambiente porém não é constante, variando durante o ano (verão, inverno) e mesmo durante um dia (manhã, tarde, noite). Se o transformador conduz permanentemente a potência S, no verão durante o dia ele perderá mais vida que a nominal, pois estará com temperatura HS maior que 98° C. Porém no inverno, a noite ele perderá menos vida (HS < 98° C), um fato compensando em parte o outro. Na prática o transformador não fica submetido a uma carga diária constante, mas sim a uma carga variável conforme indicado na Fig. 4.3-15.

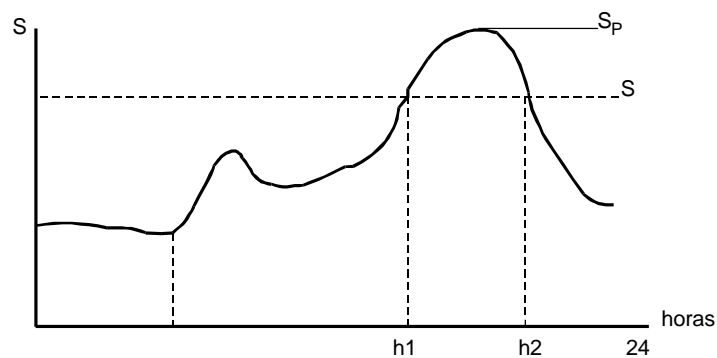


Fig. 4.3-15 Curva de carga do transformador

Segue-se que durante o período (h1,h2) o transformador perde mais vida que quando operando com S, porém nos demais períodos perde menos. Se um fato compensar o outro, o transformador com a curva variável de carga terá a mesma perda de vida do transformador com carga constante, portanto o carregamento é adequado.

De uma forma geral o transformador pode ser submetido a uma carga maior que o seu valor nominal (preservado HS < 140° C) desde que compensado por um período de carga menor, ou então desde que seja aceita uma perda de vida antecipada (acelerada).

No caso real o transformador é submetido por curvas diárias de carga diferentes durante toda vida, sendo que esporadicamente ele sofre grandes sobrecargas para atender situações de emergência.

Com o passar do tempo não se sabe qual foi a utilização do transformador nem a vida remanescente, tornando difícil a tomada de decisão quanto a um carregamento especial numa nova data.

Com um sistema digital a perda de vida diária pode ser monitorada e avaliada continuamente, dando ao operador uma ferramenta útil a decisão, quando for preciso um carregamento especial do transformador.

A perda de vida é calculada por metodologia e equações indicadas em normas de transformadores [4-2] que seguem os seguintes passos:

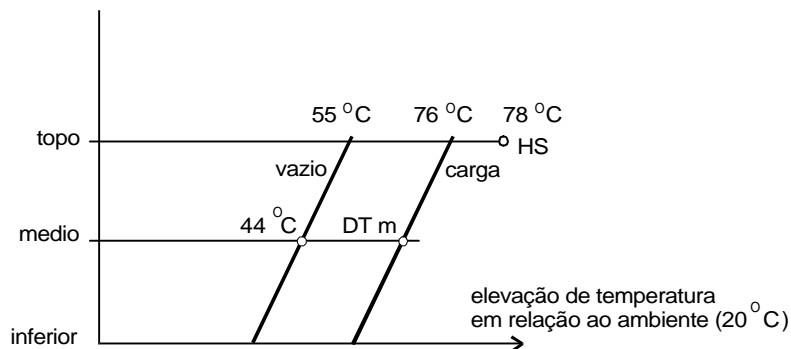


Fig. 4.3-16 Temperatura do transformador

- dada a potência passante pelo transformador calcula-se suas perdas
- calcula-se a temperatura HS
 - HS= Tambiente + Te + Ts
 - Te= elevação da temperatura do topo do óleo em relação a ambiente
 - Ts= elevação da temperatura do ponto mais quente em relação a temperatura do topo do óleo
 - Te, Ts são funções das perdas, e da constante térmica do material do transformador (óleo, enrolamento).
- com o valor da temperatura HS calcula-se a perda de vida, por equação com base em dados experimentais cuja curva de ajuste é do tipo:
 - vida = EXP [A+B/(HS+273)] (horas de vida)
 - A,B, constantes

O valor de perda de vida nominal é obtido pela aplicação de fórmula e fazendo-se HS=98 °C

Segue-se que monitorando a temperatura ambiente e a corrente no transformador, e conhecendo-se seus parâmetros (perdas nominais, constante térmica) pode-se avaliar continuamente o uso da vida. Monitorando em local apropriado a temperatura do óleo (topo) e a corrente, pode-se usar estes valores para calcular a perda de vida com fórmulas mais simples.

Ao efetuar este cálculo o operador pode ser informado da vida gasta, da vida remanescente e da capacidade disponível de carga a curto prazo.

Muitos transformadores são providos de ventilação forçada (ONAF) passando a ter dois valores nominais de potência um sem e um com ventilação. Quando a temperatura atinge certo valor, os ventiladores são ligados por reles ajustados para esta temperatura. Num sistema digital quando se sabe que a

hora de ponta está por vir pode-se ligar antecipadamente os ventiladores para resfriar o transformador antes da solicitação de ponta.

Esta função pode ser conjugada com a leitura do relê de temperatura, pressão de gás, vazamento de óleo, permitindo a supervisão global, e tomada de ações como desligar o transformador, ligar estágios de ventilação e resfriamento, etc.

Esta função monitoração de sobrecargas em transformadores, é pois de extrema importância ao operador e de fácil implementação, não precisando de equipamentos especiais ou qualquer outro diferente dos já comumente usados nos sistemas digitais.

l) controle local de tensão e fluxo do reativo

Esta função refere-se ao controle de tensão nos barramentos da subestação, feito por:

- atuação no tap dos transformadores (com comutador sob carga)
- conexão/desconexão de cargas reativas (reatores/capacitores)

Esta função pode ser implementada com dispositivos convencionais, medindo a tensão e fazendo uma ação de controle no tap do transformador ou no disjuntor da carga reativa. Entretanto sempre que se deseja um valor controlado diferente (na carga leve ou carga pesada por exemplo) precisa ser efetuado novo ajuste.

Nas subestações de distribuição é comum dispor de tap com comutação sob carga nos transformadores, bem como dispor de capacitores.

Os capacitores são ligados por tempo, de forma a estar conectado no horário da ponta, corrigindo o fator de potência da subestação. No sistema convencional é muito difícil coordenar esta ação com a movimentação dos tapes.

Já num sistema digital diferentes lógicas podem ser programadas como por exemplo

- ligar capacitor quando o $\cos(\phi)$ está abaixo de certo valor
- movimentar os tapes para controle de tensão e usar a manobra de cargas reativas quando o tap chega no limite.

Além do mais pode ser prevista a possibilidade do operador modificar o valor de ajuste ou mesmo o tipo de variável para referência (tensão, fator de potência, fluxo numa linha, etc.) em tempo real (durante a operação).

Quando na subestação existem compensadores estáticos, o controle destes pode ser feito via sistema digital através de comunicação de dados. O sistema digital faz a leitura da tensão e envia um valor (informação digital) de ajuste ao controlador do compensador.

m) corte seletivo de carga (*load shedding*)

Para o controle do sistema de potência no caso de oscilações eletromecânicas, as vezes é preciso desligar parte das cargas.

Isto pode ser feito por reles de frequência ou de variação de frequência ($\Delta F/\Delta T$) ou recebendo comando bem definidos dos centros de operação (COR/COS).

Quando a subestação tem o sistema digital de controle e supervisão isto ainda pode ser feito também da forma acima, ou acrescentando outras sofisticações. Numa subestação com vários barramentos e fontes diversas, como acontece em indústrias químicas por exemplo, o sistema digital pode fazer o balanço de carga-geração, barra por barra, calcular o saldo a ser cortado, e procurar os circuitos a desligar dentro de uma tabela de prioridade de carga. Sem dúvida, isto é um recurso bastante útil que é praticamente impossível de se fazer sem o sistema digital.

n) sincronização

Sempre que o fechamento do disjuntor envolve duas fontes distintas, uma de cada lado, há a necessidade de selecionar o instante adequado de fechamento pela verificação dos módulos e da defasagem das tensões e da diferença de frequência entre as fontes.

A verificação deste sincronismo entre as duas fontes pode ser feita monitorando-se as tensões dos dois lados do disjuntor, e liberando a operação no instante adequado. Para isto as tensões dos dois lados precisam ser lidas com transdução digital.

Num sistema convencional, esta verificação é normalmente feita por relê de verificação de sincronismo.

Muitos sistemas digitais incluem um relê de sincronismo para executar esta função. O sistema digital neste caso pode receber a ordem de fechar o disjuntor e ligar por fechamento de contatos as tensões adequadas no relê de verificação de sincronismo. O contato deste relê está inserido na lógica do fechamento do disjuntor e garantirá o fechamento sincronizado.

o) alarmes

Tanto as variáveis analógicas (correntes, tensões, temperaturas) como as digitais (atuação de reles, operação de disjuntores) podem ser usadas na função alarme.

Periodicamente, à medida que os dados analógicos vão sendo recebidos, a função alarme deve executar uma comparação para verificar se o valor medido está dentro dos limites inferior e superior especificados. Antes de causar um alarme a variável deve ser tratada (filtragem digital, banda morta).

Dados digitais também ativam as funções alarme como por exemplo a atuação de um relê.

Ao ser detectada uma condição de alarme, um evento deve ser sinalizado em memória e/ou em disco e/ou impressora e, ser armazenado numa lista cronológica para indicação no vídeo.

Esta função deve promover mecanismos para apresentação e alteração de limites, habilitar e criar lógicas de inibição e reconhecimento de alarmes.

Todas as mudanças de estado, quando provocadas pelo operador, podem ser consideradas como alarmes.

Os alarmes devem ser classificados em diferentes categorias e as informações devem ser agrupadas de diferentes formas, como por exemplo:

- lista contendo todos os alarmes em ordem cronológica;
- lista de alarmes correntes;
- lista de alarmes correntes classificados (em páginas ou janelas) por importância do alarme (alarmes críticos e não críticos).
- lista de alarmes por localização na subestação;
- lista com apenas os alarmes maiores, e, em outra página os seus seqüentes.

Todos os alarmes devem ser rotulados pelo instante de ocorrência; (hora, minuto, segundo, milissegundo) (HH.MM.SS.mmm)

A função alarme pode utilizar atributos de vídeo (cor, intensidade, campo piscante) e dispositivos sonoros para registrar, de forma clara, as transições de estado de um alarme (alarme não reconhecido, alarme reconhecido, fim de alarme sem reconhecimento, etc.). Além disso, para evitar uma avalanche de alarmes em condições de emergência normalmente é prevista a implementação de alarmes condicionados e individuais.

Pelo menos os seguintes alarmes podem ser incluídos nesta função:

- grandezas fora de limites (tensão, corrente, temperatura, pressão);
 - operação das proteções;
 - falta de tensão cc ou ca que impeça a operação de alguma proteção;
 - defeito no carrier e atuação do mesmo;
 - defeito nos disjuntores (por exemplo: disjuntor preso);
 - anomalias em reles repetidores;
 - anomalia na ventilação dos transformadores;
 - anomalias nos serviços auxiliares cc e ca ;
-
- atuação do religamento automático, e desligamento permanente após tentativa de religamento;
 - sobrecargas em transformadores e alimentadores;
 - transferência de barra ou de proteção incompletas;

- seqüência automática interrompida, (exceto quando feita pelo operador).

A função inclui o acionamento de sinais sonoros, seqüência de identificação destes alarmes e rearme (*reset*).

p) indicação e registro de seqüência de eventos

Esta função prevê o registro dos dados para seqüência de eventos referentes ao sistema de proteção, equipamentos da subestação, funções de controle e ações locais ou remotas executadas por operadores .

Nos sistemas digitais os eventos são armazenados juntamente com a sua hora de ocorrência. Os arquivos de seqüência de eventos podem ser apresentados no vídeo ou em papel impresso localmente, a partir de uma solicitação do operador, ou automaticamente quando da ocorrência de uma falta.

A descrição deve incluir:

- identificação do evento;
- motivo da operação do dispositivo;
- indicação do instante da ocorrência do evento (HH, MM, SS, mmm);
- identificações complementares (por ex.: identificação das fases afetadas).

Para cada função de proteção implementada deve ser desenvolvida uma lista dos eventos que devem ser registrados.

A lista dos eventos registrados deve incluir pelo menos os seguintes:

- operação e estado de disjuntores e seccionadores;
- instante de atuação da proteção;
- fases em falta;
- instante de eliminação de falta;
- discordância de polos;
- função de bloqueio local;
- decisão de trip de cada função de proteção;
- instante de abertura do disjuntor;
- mudança de estado de qualquer entrada selecionada pelo operador;
- qualquer valor analógico fora dos limites especificados pelo operador;

Uma grandeza deve ser tratada como um evento também quando:

- seu estado muda de normal para anormal, retorna para normal, ou ambos os casos;
- valores analógicos excedem seus limites superior ou inferior, ou retornam para a faixa normal;
- alterada por ordem do operador.

Os eventos selecionados para sequenciamento devem ser rotulados com uma resolução entre 1 ms e 20 ms em função do evento. Eventos do tipo atuação da proteção precisam de tempo de resolução mais rápido enquanto que eventos do tipo abertura de seccionadoras por exemplo pode ter tempo de resolução maior.

Quando os eventos se originam de diferentes unidades de aquisição de dados, é preciso assegurar que eles estão na mesma referência de tempo. Para isto utiliza-se nos sistemas digitais relógio com hora padrão e circuitos para sincronização dos relógios das unidades de aquisição de dados.

Em muitos sistemas costuma-se agrupar os pontos que precisam de tempos de resolução rápidos em unidades separadas onde se prevê a sincronização dos seus relógios. Os demais pontos são agrupados em unidades normais não sendo necessária às vezes a sincronização dos relógios.

q) oscilografia

Esta função permite que se registre dados em memória não volátil, durante a ocorrência de anomalias (faltas). Esses dados são então utilizados para a impressão de tabelas, geração de gráficos ou transferência para uma interface externa.

As grandezas coletadas são selecionadas e associadas aos eventos que causam o seu registro. Diversas grandezas podem ser coletadas simultaneamente.

Normalmente esta função procura salvar os dados de pré-falta no mínimo de 10 ciclos completos e outros 30 ciclos do transitório posteriormente à falta.

Os sinais devem ser adquiridos com resolução suficiente para caracterizar a sua forma de onda. Para as grandezas elétricas costuma-se utilizar uma frequência de amostragem que permita a reprodução de frequências parasitas (harmônicas e outras) de até 300 a 400 Hz

Devem ser armazenadas, no mínimo, todas as formas de onda relacionadas com a falta. Porém pode-se prever a opção de armazenamento de todas as formas de onda da subestação, quando se tem um sistema digital de supervisão e controle.

Esta função deve permitir que o usuário selecione as grandezas que devem ser coletadas e os eventos (faltas) associados. Podem ser previstas diferentes formas de coleta, selecionáveis via console de operação. Essas formas de coleta podem variar quanto à maneira de preencher a área reservada ao registro de dados e quanto à maneira de selecionar os eventos, como por exemplo:

- para cada falta preencher a área com dados de 30 ciclos;
- preencher a área de dados coletados até o instante da confirmação da limpeza da falta, ficando o resto disponível para faltas subsequentes;

- dividir a área em n segmentos para o registro de n faltas. Assim, por exemplo, pode-se salvar em função do tamanho de cada evento programado. Como eventos pode-se ter: mudanças súbitas de tensão, di/dt , abertura do disjuntor, corrente de seqüência negativa, etc.

Todas as tabelas de dados criadas nesta função costumam possuir registro de tempo para correlação com a seqüência de eventos.

A oscilografia pode ser feita com aparelhos dedicados que tenham a adequada resolução.

Dependendo da especificação das freqüências que não podem ser eliminadas da forma de onda original, pode-se obter a informação para oscilografia de reles digitais. Lembrar entretanto que na proteção digital as freqüências acima da nominal são indesejáveis via de regra, e a tendência destes reles é filtrá-las. Pode-se entretanto usar para oscilografia o sinal lido pelo relê, antes de ser filtrado.

r) interface homem-máquina (IHM)

Essa função implementa a interação entre o operador e o processo elétrico. Ela representa informações que descrevem o estado da subestação, do complexo informático, e permite que o operador interaja com esses ambientes, através de operações executadas via console de operações.

Tais operações são itemizadas como segue:

a) Apresentação de dados:

- data e hora;
- diagramas unifilares com *status* e informações numéricas (medições);
- alarmes;
- registro de seqüência de eventos;
- registro de faltas;
- registro de tendências;
- apresentação da configuração do sistema de controle, incluindo pontos fora de serviço e tabelas de rotas de sinais;
- registro de ocorrências (*logs*);
- apresentação de *set point* de controle e parâmetros de calibração.

b) Entrada de dados:

- código e senha do operador;
- modificações em tabela de operação;
- modificação de parâmetros de calibração e *set point*;

- modificação de parâmetros de reles;
- modificação de parâmetros das funções de alarme e sinalização;
- modificação de taxas de varredura, parâmetros de controle de tendências, e oscilografia;

- estados de equipamentos operados manualmente.

c) Operações via console de operação:

- operação de disjuntores de chaves seccionadoras;
- controle de posição de taps;
- *tag* de segurança (habilitar/inibir controle);
- habilitar/desabilitar funções de proteção (religamento/ falha do disjuntor);
- seleção de controle local/remoto;
- reconhecimento de alarmes;
- pontos de entrada/saída, em serviço/teste.

d) Funções de diagnóstico e manutenção:

- apresentação de registros de falhas;
- apresentação de erros estatísticos;
- início de testes de diagnósticos;
- habilitar/desabilitar funções;
- seqüência de chaveamento passo a passo;

Para executar estas funções, os consoles de operação devem ser compostos de um ou mais monitores de vídeo, conter teclado alfanumérico e de funções, e ter capacidade gráfica suficiente para apresentar diagramas unifilares superpostos com valores calculados ou medidos e os estados de equipamentos, além de apresentar restrições operativas de dispositivos, tais como semáforos associados à alarmes e *tags* de segurança.

Para operação de equipamentos pode-se utilizar o cursor ou as teclas de direção. A seleção de uma operação produz um símbolo piscante no diagrama unifilar ou abre opções de manobra e confirmação, e deve fornecer ao operador informações adicionais pertinentes à operação, tais como:

- o equipamento tem uma condição de alarme ou está sem comunicação;
- bloqueio ou algum tipo de intertravamento;
- equipamento está com Ag desabilitada.

Após um comando de operação, a mesma, quando correta, deve ser confirmada usando verificações como:

- mudança correta de estado;
- correntes balanceadas nos disjuntores (em pólos abertos);
- tap chegou ao último estágio.

A IHM permite ao operador acessar as informações que lhe são úteis tais como lista de alarmes, valores de medições, estado de equipamentos, etc.

s) impressão de relatórios

Esta função inclui a emissão de relatórios pelas impressoras do sistema. Os relatórios podem referir-se a ocorrências anormais (tais como: condição de operação anormal; lista de alarmes; lista de seqüência de eventos), ou a respeito de informações gerenciais (tais como: mudança de operador; curvas de carga; relatórios de valores medidos semanais e mensais).

Esta função é implementada sobre uma base de dados histórica.

t) interface com o COR/COS e outros sistemas

Quando uma subestação possui um sistema digital, ele acumula as informações em duas bases de dados: a de tempo real, e a histórica.

Alguns dados em tempo real são necessários ao sistema de supervisão e controle da rede (COS/COR). Desta forma são previstos nos sistemas digitais meios para a intercomunicação destes dados. O sistema digital estará então substituindo a função das unidades de aquisição de dados nestes sistemas de supervisão.

Por exemplo: por este caminho de comunicação de dados, os sistemas de supervisão podem agir na subestação, ligando/desligando linhas e transformadores.

Esta função tem maior ou menor dificuldade de ser implementada dependendo do padrão de comunicação usado.

Se o padrão entre a automação da subestação (físico e lógico) e aquele dos outros centros são diferentes, é preciso incluir em um deles uma unidade tradutora de informações (*gateways*).

É pois importante que os sistemas digitais utilizem sistemas de comunicação que sejam padronizados.

u) auto diagnose

Os computadores num sistema de controle são capazes de executar programas que verificam a integridade do processador e seus periféricos. Tais programas são capazes de gerar alarmes e detectar a maioria das falhas de hardware, antes que possam causar uma ação de controle incorreta.

A autodiagnose pode ser dividida em duas categorias. A primeira consiste em testes diretos no hardware do processador, feitos através de programas de execução periódica e de dispositivos de monitoração externa. Estes testes constituem a chamada autodiagnose voltada ao processador. A

segunda categoria consiste nos testes relacionados aos dados de entrada, utilizando-se características conhecidas de tais dados. Estes são os testes de diagnose voltados à aplicação.

Desta forma, as várias unidades do sistema digital podem indicar ao operador se está em estado de falha. Isto é uma característica importante do sistema digital, permitindo ao operador tomar uma ação corretiva em tempo hábil.

4.4 CONCEPÇÕES DE SISTEMAS DIGITAIS DE SUBESTAÇÕES

Dependendo do seu tamanho e das funções desejadas, a complexidade do sistema digital da subestação será maior ou menor. Novas tecnologias como o uso de sensores inteligentes, transformadores de corrente/tensão ópticos, terão impacto na concepção destes sistemas.

Na Fig. 4.4.1 é apresentado um sistema que pode ser considerado completo e aplicável a grandes e importantes subestações. Na figura está detalhado o sistema central apenas.

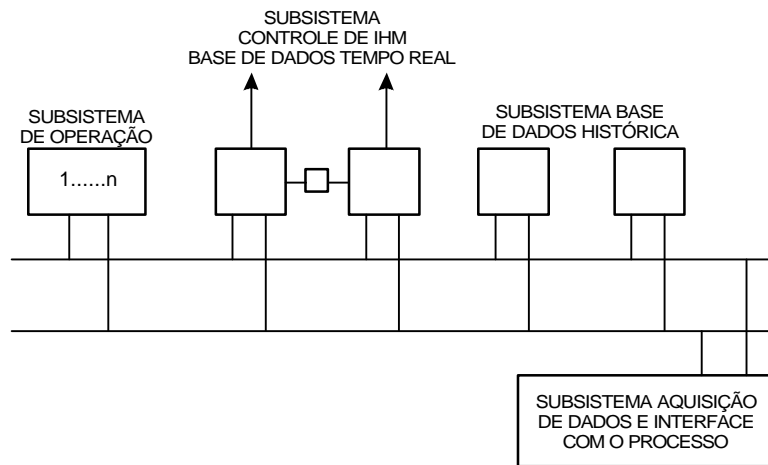


Fig. 4.4-1 Concepção do sistema digital - grande subestação

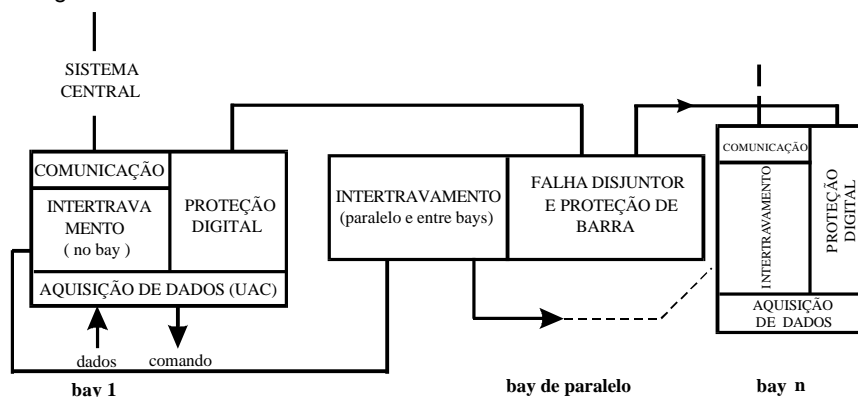
Ele é composto de 4 subsistemas:

- Operação
- Controle de IHM e base de dados de tempo real
- Base de dados histórica
- Aquisição de dados e interface com o processo

Estes subsistemas estão ligados através de um LAN, rede de área local dual, que pode ser por exemplo do tipo Ethernet. Os computadores podem ser estações de trabalho independentes, utilizando sistema operacional UNIX. Cada console de operação é constituído por uma estação de trabalho. O controle de IHM é realizado em duas estações de trabalho independentes conectadas no modo "hot stand by" com informações duplicadas. A base de dados histórica

reside em duas estações de trabalho independentes, operando no modo "cold stand by" com informações duplicadas.

Numa concepção de subsistema de aquisição de dados e interface com o processo está detalhado na Fig. 4.4.2.



Como visto existe uma unidade inteligente por bay, composta de vários módulos, e uma para o bay de paralelo e inter relacionamento entre bays. Os módulos independentes, proteção digital, unidade de intertravamento, e UAC, concentram seus dados (exemplos) num processador de comunicação que os envia ao sistema central. Na Fig. 4.4-3 são apresentadas outras alternativas para este subsistema.

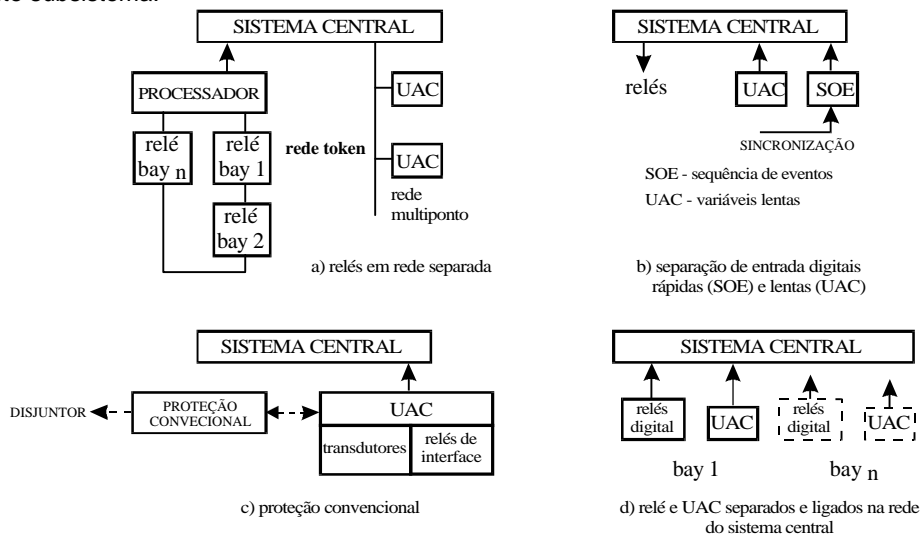
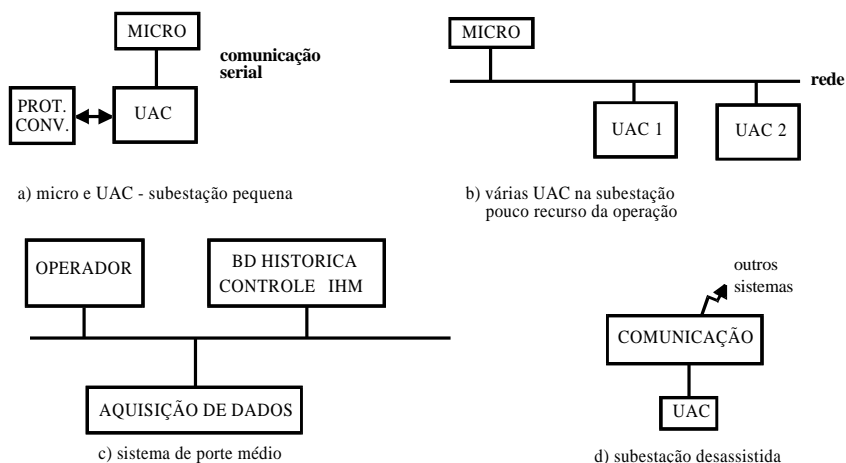


Fig. 4.4-3 - Alternativas do subsistema de aquisição de dados e interface com o processo

Alternativas ao sistema operacional UNIX podem ser OS-2, WINDOWS NT, dependendo do tamanho do sistema.

Na Fig. 4.4-4 são apresentadas alternativas de sistemas para subestações menores ou mais simples. Apresenta também a concepção para uma subestação pequena desassistida



Existe preferência para que sempre que possível executar as funções o mais próximo possível do processo. Assim os intertravamentos, por exemplo, devem ser alocados nas UAC sempre que possível.

Neste ponto é importante observar, que no fornecimento de um sistema digital poderão aparecer equipamentos de diferentes fabricantes. Desta forma os aspectos de conectividade e intercambiabilidade passam a ser importantes pois durante a vida do sistema poderão ocorrer substituições ou ampliações. Assim as arquiteturas devem ser examinadas do ponto de vista rede, computadores, equipamentos e protocolos.

No sistema central a solução, quanto aos aspectos acima, mais comum é o uso da rede Ethernet (10 Mbits/s). Nesta rede, como visto, poderá ocorrer colisões e degradar a troca de dados.

Assim, em teoria, as redes Token seriam tecnicamente mais adequados. Porém a rede Ethernet, pelo seu grande mercado, é uma solução muito barata e se usada com pouco carregamento (40% da capacidade) apresenta um bom desempenho sem colisões comprometedoras. Além do mais

os fabricantes estão fornecendo redes com maior capacidade (100 Mbits/s) melhorando ainda as aplicações.

Quanto aos processadores, os micros modelo Pentium, atingiram capacidade e desempenho para qualquer aplicação em subestação. Por outro lado, as estações de trabalho tem caído de preço e não podem ser esquecidas. Ligado aos computadores e a rede está o sistema operacional. Por escala de mercado, o Windows NT pode levar uma vantagem, porem alguns técnicos contestam a

segurança deste, para sistema em tempo real, quando comparado com o UNIX. Evidentemente o grande número de usuários do NT farão que problemas sejam cada vez menores.

Existem diferentes versões de UNIX que não são compatíveis entre si. Para contornar este problema é preciso agregar, a eles o padrão POSIX proposto pelo IEEE.

Protocolos de comunicação padrão (OSI/ISO,IEC) devem ser preferidos, porém na prática produtos como TCP/IP (usado pela Internet) acabam dominando o mercado pela demanda de usuários, disponibilidade e abertura pública de sua estrutura, tornando-se em padrão "de fato".

No sistema de aquisição de dados a problemática é maior. Existem fabricantes especializados no fornecimento de UAC (UTR, CLP), de medidores multi-função, de reles, de osciloperturbografos e de sensores inteligentes.

Estes equipamentos são englobados hoje numa denominação genérica IED *Intelligent Electronic Devices*.

Estes fabricantes fornecem redes próprias para interligar seus equipamentos e trabalham muitas vezes com protocolos próprios. É comum fornecer, porem uma interface para ligação ao sistema digital com um tradutor de protocolo (*gateway*).

Na Fig. 4.4-5, apresenta-se uma arquitetura genérica de sistema de automação.

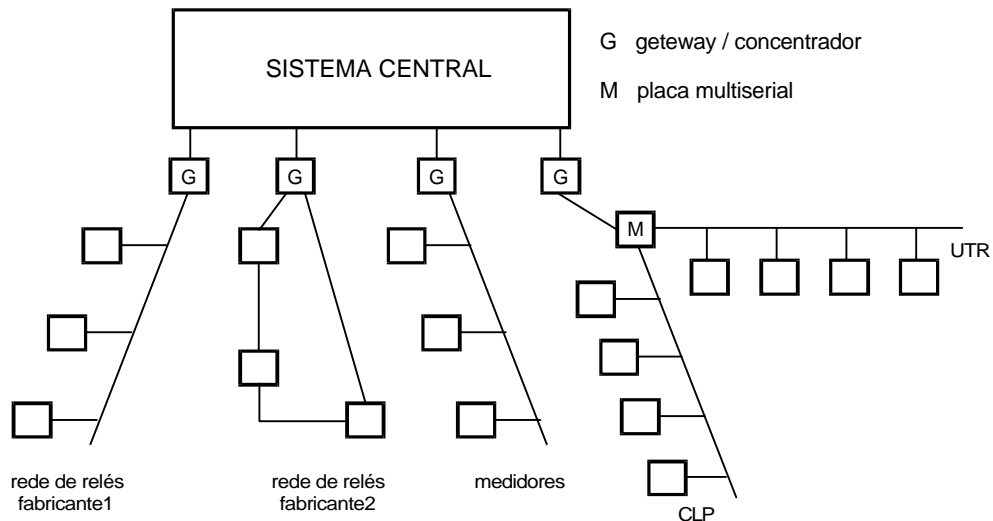


Fig. 4.4-5 Arquitetura Geral

As redes ofertadas são: para reles o Token Ring, a Estrela, o Multiponto; para os demais equipamentos a Ethernet, o Multiponto, a Estrela.

Quanto aos protocolos as soluções preferidas tem sido o TCP/IP e MODBUS como protocolos de mercado, e os protocolos padronizados pela IEC.

A IEC na sua norma 870-5, define um padrão de comunicação de reles com sistema central e de UAC com sistema central. A norma 870-6 trata da intercomunicação entre centros de controle.

Estes padrões tem-se afirmado no setor elétrico principalmente na Europa.

Nos EUA eles têm aceitabilidade porem em muitas soluções aparecerem com TCP/IP, MODBUS e o DNP (este último foi desenvolvido a luz do protocolo IEC).

Avanços estão surgindo no desenvolvimento de protocolos onde se especifica o objeto com seus atributos (aplicação), deixando para o fabricante cuidar de como transmiti-los (ex.: oscilografia, entrada digital, etc.).

Toda esta tecnologia de integração de equipamentos fazem parte dos conceitos de "Sistemas Abertos" (*Open System*).

Resta agora examinar como é a localização física dos equipamentos. Isto será feito comparando o sistema digital com um sistema todo convencional.

Na Fig. 4.4-6 está apresentado o diagrama esquemático de um sistema convencional onde os relés e controles estão na sala de comando e alternativamente o relê no pátio e controle na sala de comando.

O fato dos relés ficarem no pátio, diminui a quantidade de cabos que vão desde o "bay" até a casa de comando.

Este raciocínio pode ser estendido as unidades de aquisição de dados e relés digitais (Fig. 4.4-7 e Fig. 4.4-8).

Na alternativa da Fig. 4.4-8, a ligação da UAC/relê com o sistema central é feita via cabos de comunicação (fibra óptica, par trançado, par coaxial, etc.), reduzindo bastante o volume de condutores e fios.

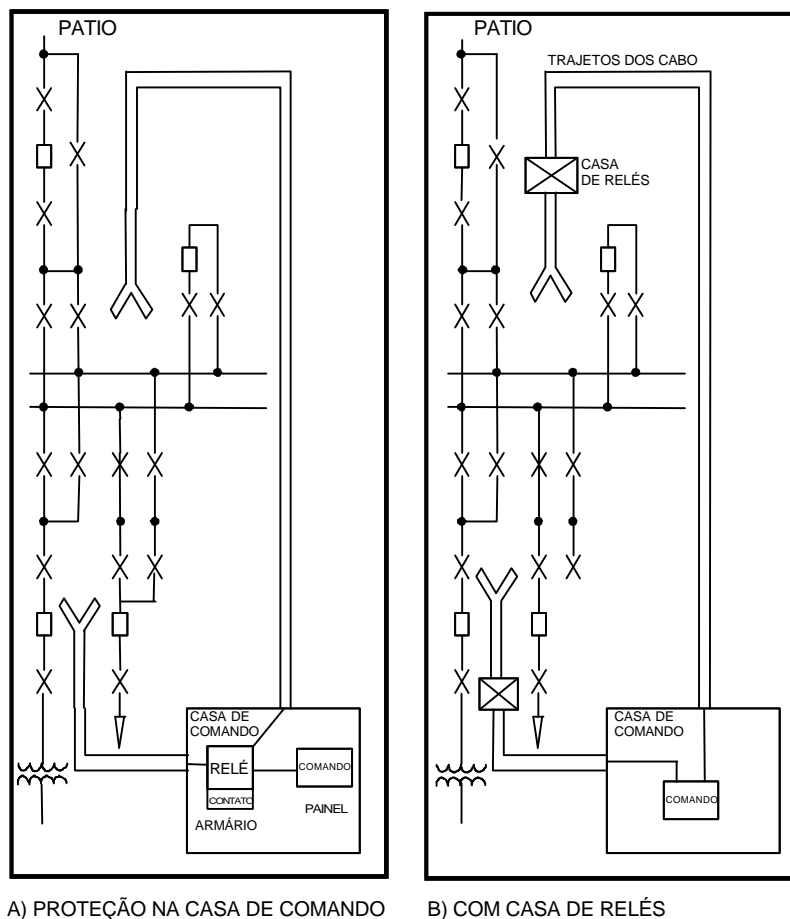


FIG. 4.4-6 SISTEMA CONVENCIONAL

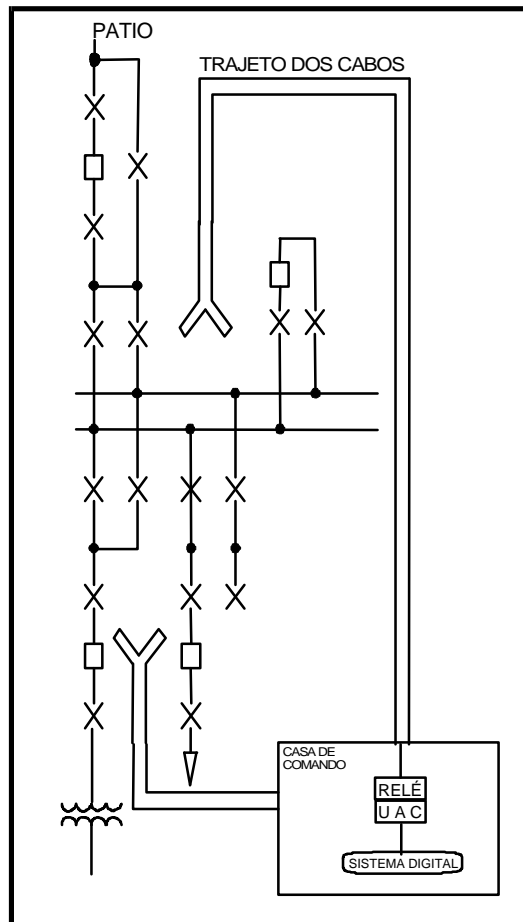
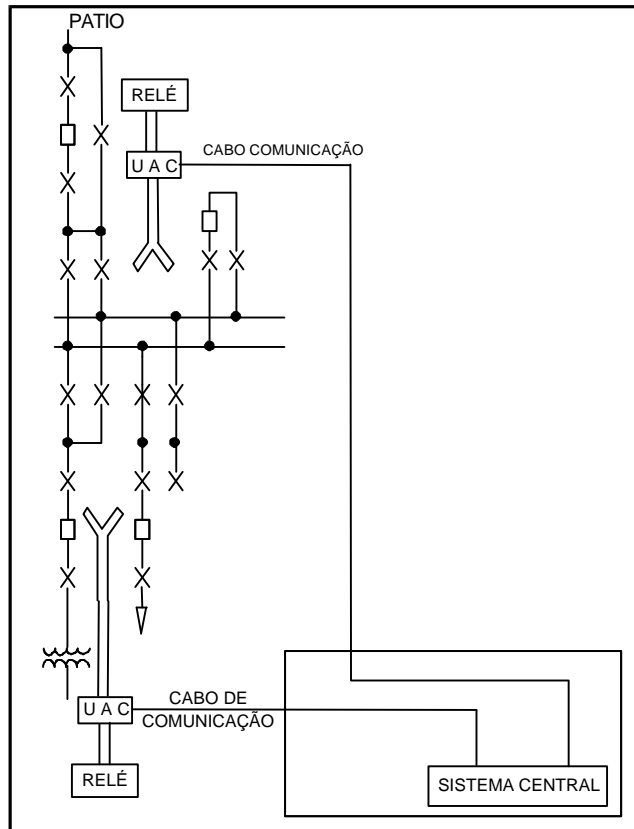


FIG. 4.4-7 SISTEMA DIGITAL toda a instalação na sala de comando



4.5 - LISTA DE PONTOS

Nas tabelas 4.5.1 a 4.5.15, estão listados os pontos utilizados na automação da subestação exemplo. Notar que a proteção está sendo considerada convencional e as medições são feitas através de transdutores.

01 - Atuação 21P - fase A	27 - Baixa pressão disjuntor, 1º nível
02 - Atuação 21P - fase B	28 - Baixa pressão disjuntor, 2º nível
03 - Atuação 21P - fase C	29 - Anomalias nos reles auxiliares repetidores
04 - Atuação 21P - zona 1	30 - Transferência de proteção incompleta
05 - Atuação 21P - zona 2	31 - Falta potencial TP na proteção primária
06 - Atuação 21P - zona 3	32 - Falta potencial TP na proteção secundária
07 - Atuação 21P - zona 4	33 - Defeito conversor CC/CC - 21P
08 - Atuação 67NP - inst.	34 - Defeito conversor CC/CC - 21S
09 - Atuação 67NP - temp.	35 - Disjuntor (contato NA)
10 - Atuação 67NRP	36 - Disjuntor (contato NF)
11 - Atuação 21S fase A	37 - Sa - NA
12 - Atuação 21S fase B	38 - Sa - NF
13 - Atuação 21S fase C	39 - ST - NA
14 - Atuação 21S Z1	40 - ST - NF
15 - Atuação 21S Z2	41 - Sd - NA
16 - Atuação 21S Z3	42 - Sd - NF
17 - Atuação 21S Z4	43 - SI - NA
18 - Atuação 67NS - inst	44 - SI - NF
19 - Atuação 67NS - temp	45 - SII - NA
20 - Atuação 67RNRS	46 - SII - NF
21 - Atuação 59T	47 - Chave seletora posição LOCAL
22 - Atuação 51BF	48 - Chave seletora posição REMOTA
23 - Religamento efetuado	
24 - Religamento não efetuado	
25 - Falta CC - circuito primário	
26 - Falta CC - circuito secundário	

Tabela 4.5-1 - Entradas digitais - bay de linha

01 - Atuação 50/51 - fase A - 230 kV	20 - Atuação 71
02 - Atuação 50/51 - fase B - 230 kV	21 - Atuação VS
03 - Atuação 50/51 - fase C - 230 kV	22 - Atuação 51 BF
04 - Atuação 50/51N	23 - Falta CC primária
05 - Atuação 5IV - fase A - 69 kV	24 - Falta CC secundária
06 - Atuação 5IV - fase B - 69 kV	25 - Baixa pressão no disjuntor 230, 1º nível
07 - Atuação 5IV - fase C - 69 kV	26 - Baixa pressão no disjuntor 230 2º nível
08 - Atuação 50/51N	27 - Anomalia nos reles auxiliares repetidores
09 - Atuação 50/51 - fase A - 13,8 kV	28 - Falta de tensão CC na proteção
10 - Atuação 50/51 - fase B - 13,8 kV	29 - Abertura disjuntor termomagnético do TP
11 - Atuação 50/51 - fase C - 13,8 kV	30 - Falta de tensão nos ventiladores do transformador
12 - Atuação 87	31 - Defeito nos ventiladores do transformador
13 - Atuação 49 - 1º grau	32 a 41 - Disjuntor/seccionador - aberto/fechado - idem a linha porém sem Sa
14 - Atuação 49 - 2º grau	42 - Chave seletora de posição LOCAL
15 - Atuação 26 - 1º grau	43 - Chave seletora de posição REMOTA
16 - Atuação 26 - 2º grau	44 a 65 - Posição de tap
17 - Atuação 63 - 1º grau	
18 - Atuação 63 - 2º grau	
19 - Atuação 63C	

Tabela 4.5-2 - Entradas digitais do bay do transformador

01 - Atuação proteção barra	08 - Disjuntor (contato NF)
02 - Baixa pressão disjuntor - 1º grau	09 - SI - NA
03 - Baixa pressão disjuntor - 2º grau	10 - SI - NF
04 - Falta CC primária	11 - SII - NA
05 - Falta CC secundária	12 - SII - NF
06 - Anomalia nos reles auxiliares repetidores	13 - Chave seletora posição LOCAL
07 - Disjuntor (contato NA)	14 - Chave seletora posição REMOTA

Tabela 4.5-3 - Entradas digitais do bay de paralelo

01 - Falta 125 Vcc - Barra primária	08 - Chave SS3 - NF
02 - Falta 125 Vcc - Barra secundária	09 - Chave SS4 - NA
03 - Chave SS1 (contato NA)	10 - Chave SS4 - NF
04 - Chave SS1 (contato NF)	11 - Chave SS5 - NA
05 - Chave SS2 - NA	12 - Chave SS5 - NF
06 - Chave SS2 - NF	13 - Chave seletora de posição LOCAL
07 - Chave SS3 - NA	14 - Chave seletora de posição REMOTA

Tabela 4.5-4 - Entradas digitais - serviços auxiliares CC

12 - Atuação relê 64 - alimentador n°1
13 - Atuação relê 64 - alimentador n°2
14 - Disjuntor D1 (contato NA)
15 - Disjuntor D1 (contato NF)
16 - S1 - NA
17 - S1 - NF
18 - S2 - NA
19 - S2 - NF
20 - S3 - NA
21 - S3 - NF
22 - S4 - NA
23 - S4 - NF
24 - S5 - NA
25 - S5 - NF

- 01 - Falta tensão 220V/60Hz na barra ligada ao alimentador 1
- 02 - Falta tensão 220V/60Hz na barra ligada ao alimentador 2
- 03 - Atuação relê 50/51 - fase A - alimentador n°1
- 04 - Atuação relê 50/51 - fase B - alimentador n°1
- 05 - Atuação relê 50/51 - fase C - alimentador n°1
- 06 - Atuação relê 50/51 - fase A - alimentador n°2
- 07 - Atuação relê 50/51 - fase B - alimentador n°2
- 08 - Atuação relê 50/51 - fase C - alimentador n°2
- 09 - Atuação relê 50/51 - neutro - alimentador n°2
- 10 - Atuação relê 51N (lado 220 V) - alimentador n°2
- 11 - Atuação relê 51N (lado 220 V) - alimentador n°1

Tabela 4.5-5 - Entradas digitais - serviços auxiliares CA

- | | |
|------------------------|-----------------------|
| 01 - Corrente - fase A | 06 - Tensão - fase CA |
| 02 - Corrente - fase B | 07 - Potência ativa |
| 03 - Corrente - fase C | 08 - Potência reativa |
| 04 - Tensão - fase AB | 09 - Energia ativa |
| 05 - Tensão - fase BC | |

Tabela 4.5-6 - Entradas analógicas - bay de linha

- | | |
|---|--------------------------------------|
| 01 - Corrente - fase A - lado 230 kV | 10 - Corrente - fase C - lado 69 kV |
| 02 - Corrente - fase B - lado - 230 kV | 11 - Tensão - fase AB - lado 69 kV |
| 03 - Corrente - fase C - lado 230 kV | 12 - Tensão - fase BC - lado 69 kV |
| 04 - Temperatura do enrolamento 230 kV | 13 - Tensão - fase CA - lado 69 kV |
| 05 - Temperatura do enrolamento 69 kV | 14 - kWh Potência ativa - lado 69 kV |
| 06 - Temperatura do enrolamento 13,8 kV | 15 - Potência reativa - lado 69 kV |
| 07 - Temperatura do óleo | 16 - kWh Tarifação - lado 69 kV |
| 08 - Corrente - fase A - lado 69 kV | |
| 09 - Corrente - fase B - lado 69 kV | |

Tabela 4.5.7 - Entradas analógicas - bay de transformador

- 01 - Tensão barra I

- 02 - Frequência barra I
- 03 - Tensão barra II
- 04 - Frequência barra II

Tabela 4.5.8 - Entradas analógicas - bay de paralelo

- 01 - Corrente alimentador 1
- 02 - Corrente alimentador 2
- 03 - Tensão alimentador 1
- 04 - Tensão alimentador 2

Tabela 4.5.9 - Entradas analógicas - serviços auxiliares CC

- | | |
|--|---|
| 01 - Corrente fase A - 13,8 kV - alimentador nº1 | 15 - Tensão fase CA - 13,8 kV - alimentador nº1 |
| 02 - Corrente fase B - 13,8 kV - alimentador nº1 | 16 - Tensão fase AB - 220 V - alimentador nº1 |
| 03 - Corrente fase C - 13,8 kV - alimentador nº1 | 17 - Tensão fase BC - 220 V - alimentador nº1 |
| 04 - Corrente fase A - 220 V - alimentador nº1 | 18 - Tensão fase CA - 220 V - alimentador nº1 |
| 05 - Corrente fase B - 220 V - alimentador nº1 | 19 - Tensão fase AB - 13,8 kV - alimentador nº2 |
| 06 - Corrente fase C - 220 V - alimentador nº1 | 20 - Tensão fase BC - 13,8 kV - alimentador nº2 |
| 07 - Corrente fase A - 13,8 kV - alimentador nº2 | 21 - Tensão fase CA - 13,8 kV - alimentador nº2 |
| 08 - Corrente fase B - 13,8 kV - alimentador nº2 | 22 - Tensão fase AB - 220 V - alimentador nº2 |
| 09 - Corrente fase C - 13,8 kV - alimentador nº2 | 23 - Tensão fase BC - 220 V - alimentador nº2 |
| 10 - Corrente fase A - 220 V - alimentador nº2 | 24 - Tensão fase CA - 220 V - alimentador nº2 |
| 11 - Corrente fase B - 220 kV - alimentador nº2 | 25 - Corrente fase A - Grupo Diesel |
| 12 - Corrente fase C - 220 kV - alimentador nº2 | 26 - Corrente fase B - Grupo Diesel |
| 13 - Tensão fase AB - 13,8 kV - alimentador nº1 | 27 - Corrente fase C - Grupo Diesel |
| 14 - Tensão fase BC - 13,8 kV - alimentador nº1 | 28 - Tensão fase AB - Grupo Diesel |
| | 29 - Tensão fase BC - Grupo Diesel |
| | 30 - Tensão fase CA - Grupo Diesel |
| | 31 - Frequência - Grupo Diesel |

Tabela 4.5-10 - Entradas analógicas - serviços auxiliares CA

- | | |
|-------------------------------|---|
| 01 - Bloqueio de disjuntor | 12 - Fechar SI |
| 02 - Desbloqueio de disjuntor | 13 - Abrir SII |
| 03 - Abrir disjuntor | 14 - Fechar SII |
| 04 - Fechar disjuntor | 15 - Partida de esquema de falha de disjuntor executado |
| 05 - Abrir Sa | 16 - Partida de esquema de falha de disjuntor não executado |
| 06 - Fechar Sa | 17 - Transferência de proteção executada |
| 07 - Abrir ST | 18 - Transferência de proteção não executada |
| 08 - Fechar ST | |
| 09 - Abrir Sd | |
| 10 - Fechar Sd | |
| 11 - Abrir SI | |

Tabela 4.5-11 - Saídas digitais do bay de linha

01 a 16 - Idem ao "bay" de linha, exceto contatos para operação de Sa, e sincronismo
17 - Aumentar comutador sob carga
18 - Diminuir comutador sob carga

Tabela 4.5-12 - Saídas digitais do bay do transformador

01- Bloqueio de disjuntor	05 - Abrir SI
02- Desbloqueio de disjuntor	06 - Fechar SI
03 - Abrir disjuntor	07 - Abrir SII
04 - Fechar disjuntor	08 - Fechar SII

Tabela 4.5-13 - Saídas digitais do bay de paralelo

01 - Abrir SS1	06 - Fechar SS3
02 - Fechar SS1	07 - Abrir SS4
03 - Abrir SS2	08 - Fechar SS4
04 - Fechar SS2	09 - Abrir SS5
05 - Abrir SS3	10 - Fechar SS5

Tabela 4.5-14 - Saídas digitais dos serviços auxiliares CC

01 - Abrir D1	09 - Abrir S3
02 - Fechar D1	10 - Fechar S3
03 - Abrir D2	11- Abrir S4
04 - Fechar D2	12 - Fechar S4
05 - Abrir S1	13- Abrir S5
06 - Fechar S1	14 - Fechar S5
07 - Abrir S2	15- Abrir S6
08 - Fechar S2	16 - Fechar S6

Tabela 4.5.15 - Saídas digitais dos serviços auxiliares CA

Segue-se que para a subestação exemplo, figura 4.3.1, com dois bays de linha, bay de paralelo, bay de transformador e serviços auxiliares CA e CC, seriam necessárias :

entradas digitais = 220
entradas analógicas = 73
saídas digitais = 92

4.6 - FLUXO DE INFORMAÇÕES ENTRE OS PROGRAMAS/APLICATIVOS DA AUTOMAÇÃO

Para desenvolver os programas e aplicativos das funções, é preciso que sejam definidas quais as variáveis (pontos) que participam destas. Para tal, são montados os diagramas de fluxos de dados alguns dos quais estão apresentados nas Figuras 4.6-1 a 4.6-11. Notar que este conjunto de desenhos segue a filosofia de projeto *top down* ou seja a primeira figura é o nível zero (mais geral), a segunda o nível 1 detalhando um pouco mais o sistema de supervisão e controle e os seguintes são os detalhes das funções.

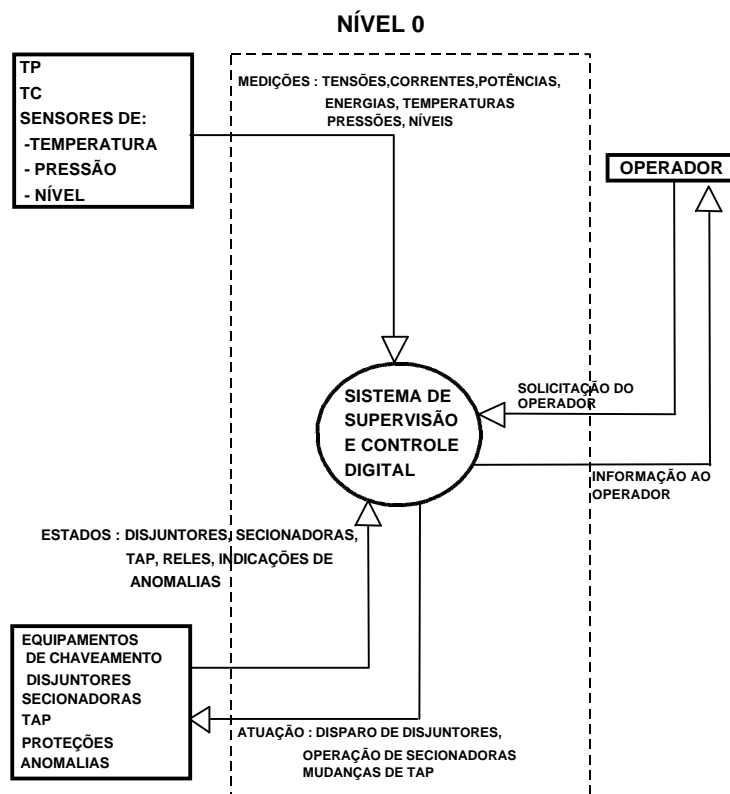


Fig. 4.6-1 - Fluxograma geral

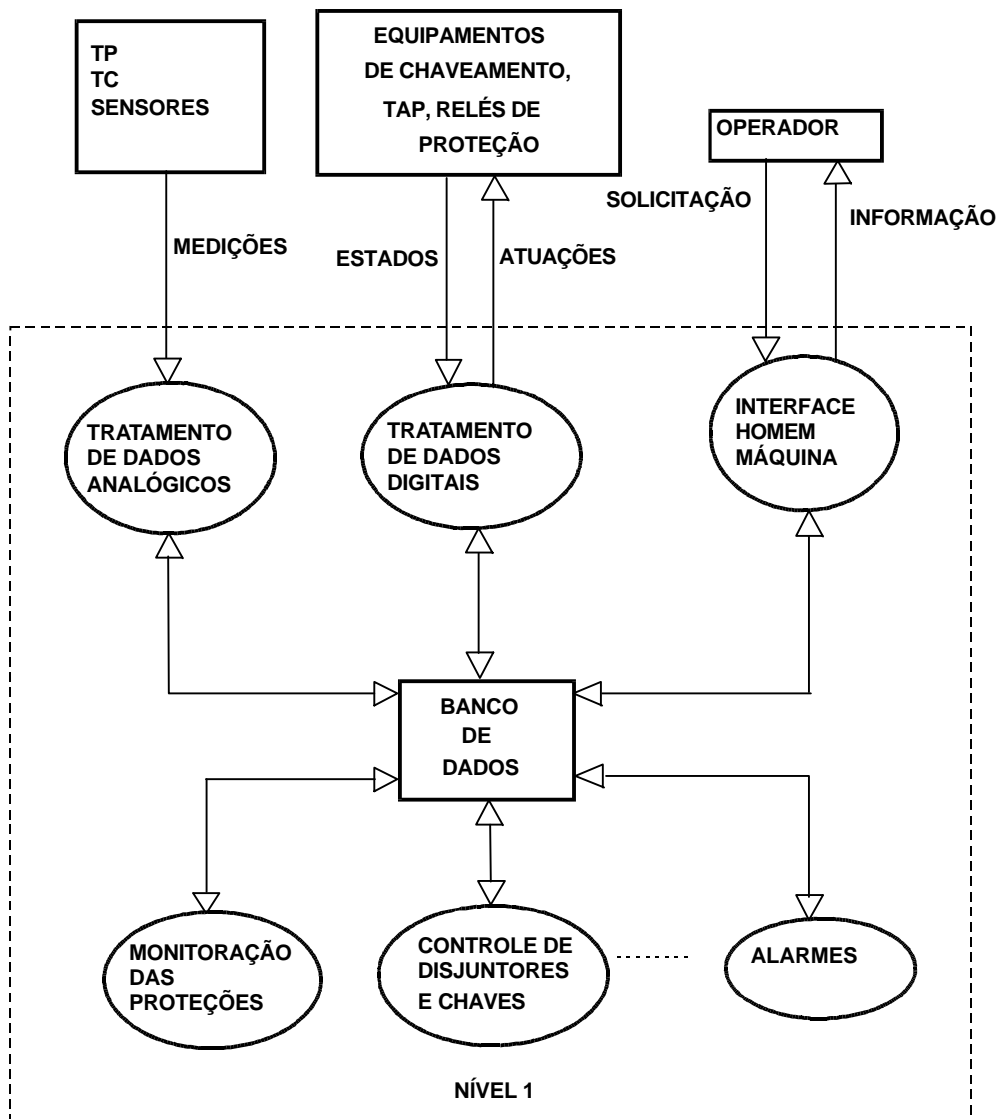


Fig. 4.6-2 Fluxograma detalhado

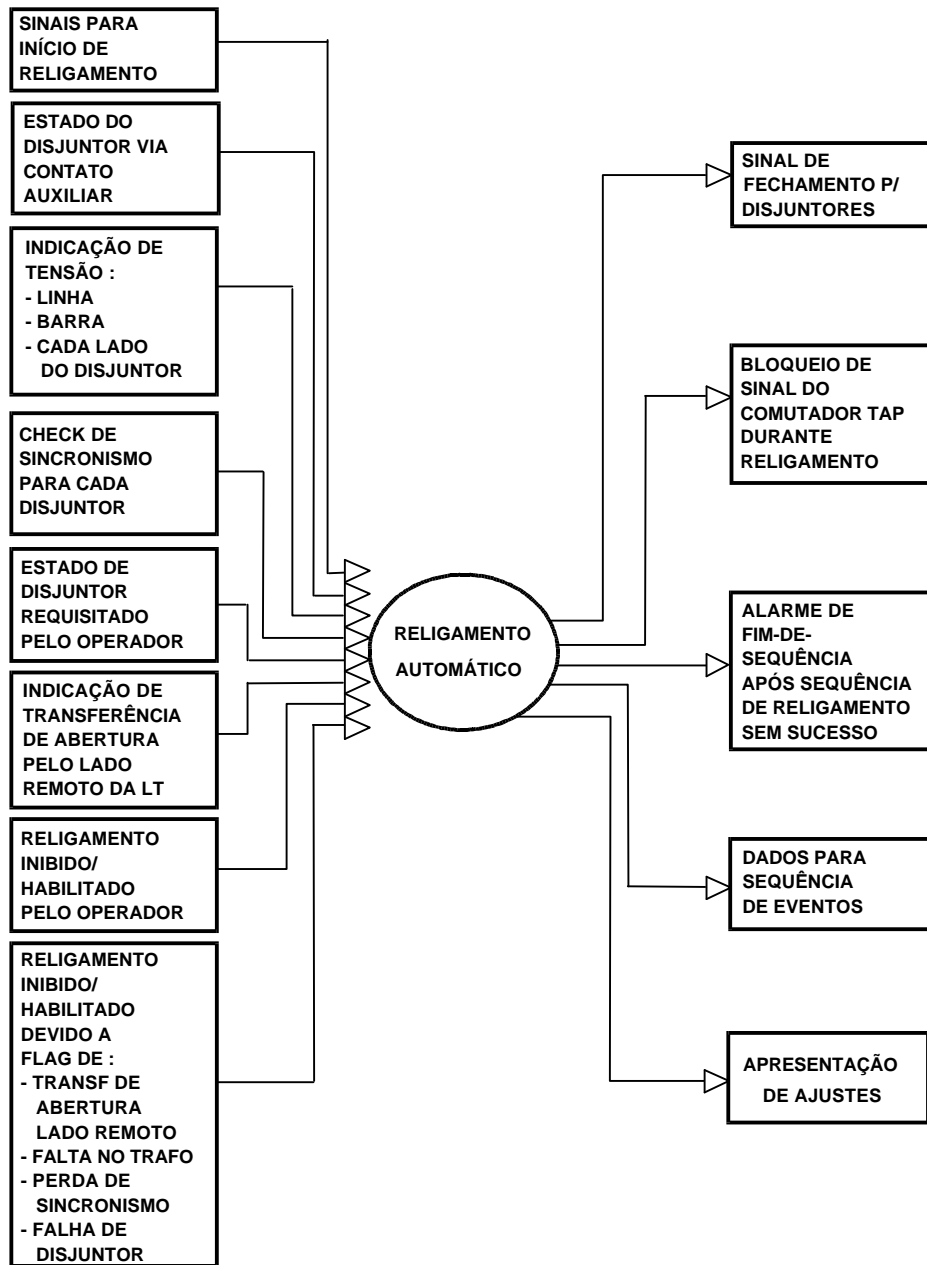


Fig. 4.6-3 Fluxograma: religamento

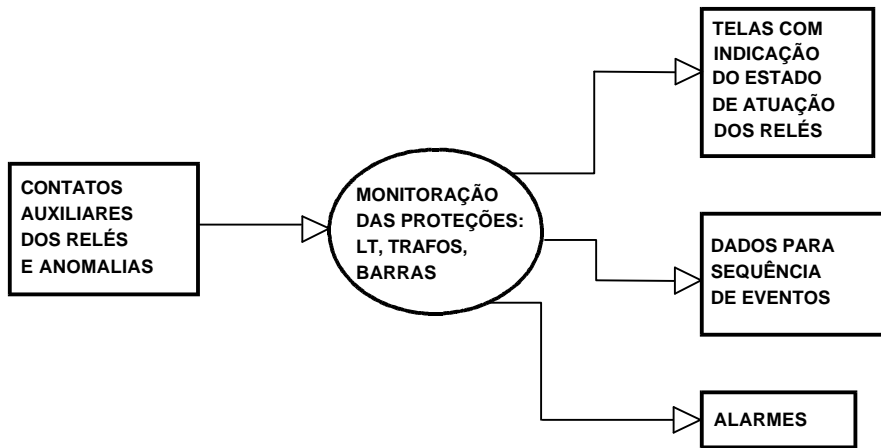


Fig. 4.6-4 Fluxograma: monitoração das proteções

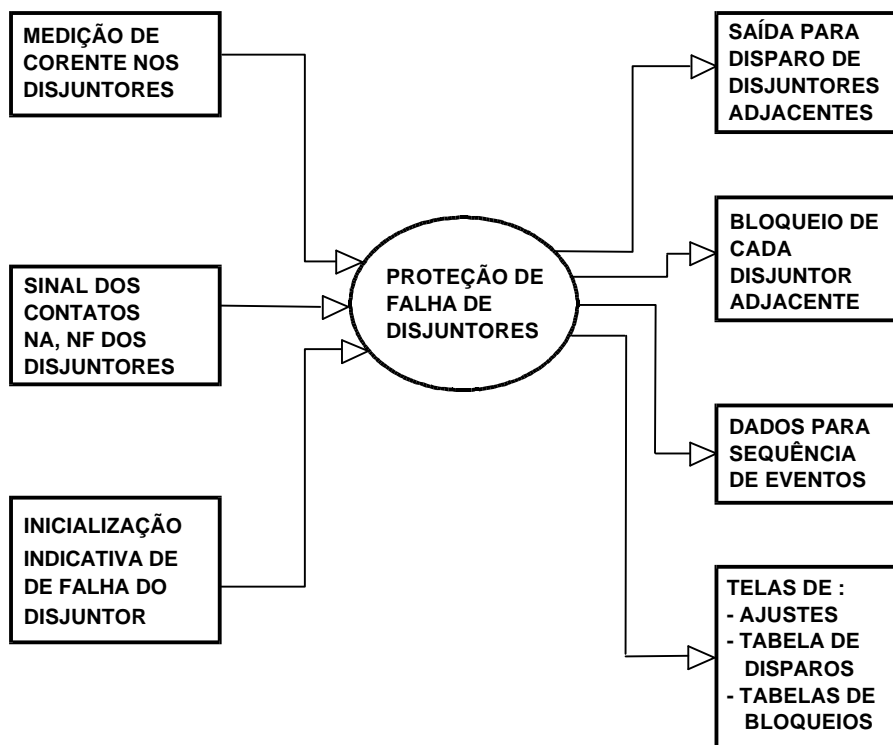


Fig. 4.6-5 Fluxograma: proteção de falha do disjuntor

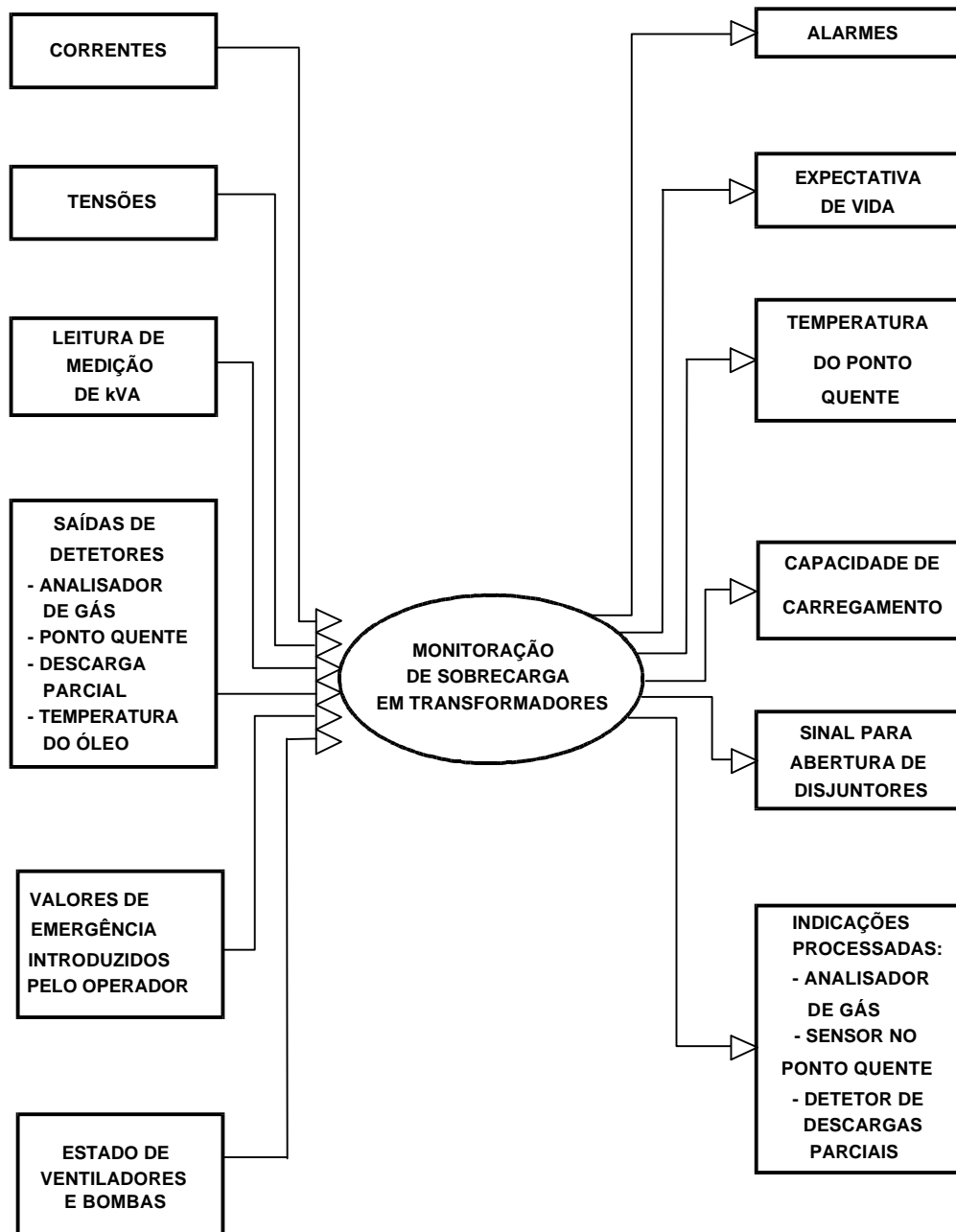


Fig. 4.6-6 Fluxograma: monitoração de transformadores

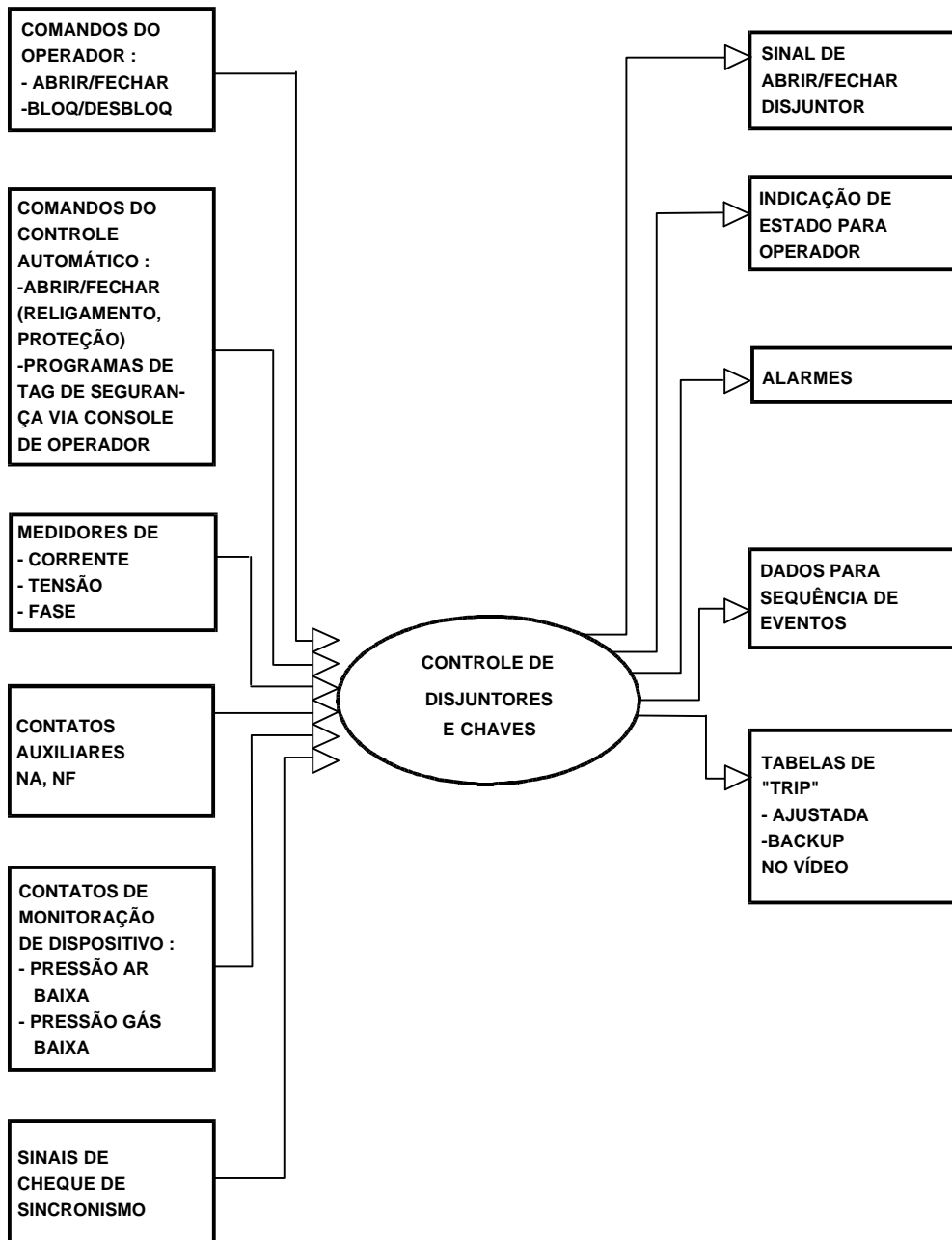


Fig. 4.6-7 Fluxograma – telecomando / intertravamentos

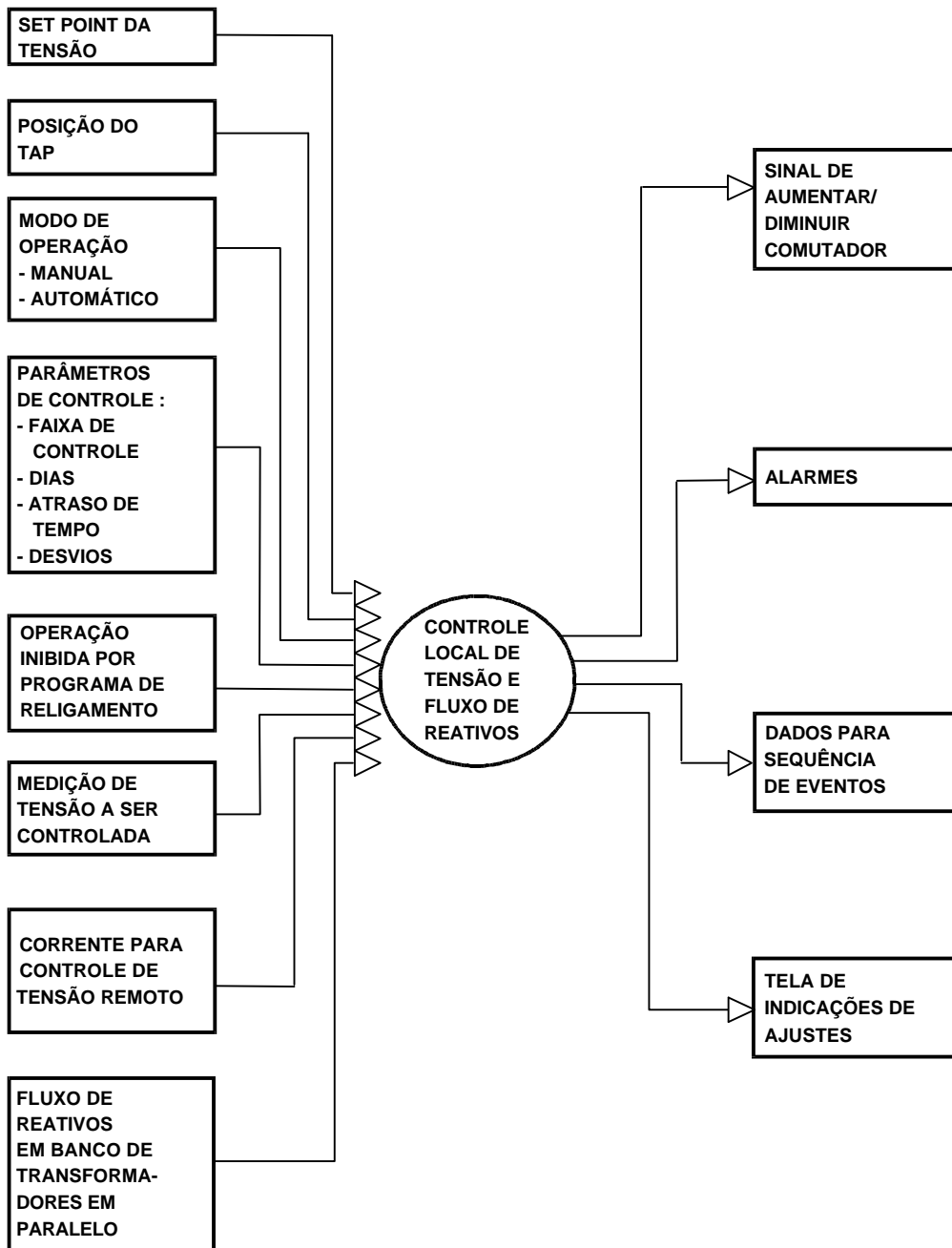


Fig. 4.6-8 Fluxograma: controle local de tensão e reativo

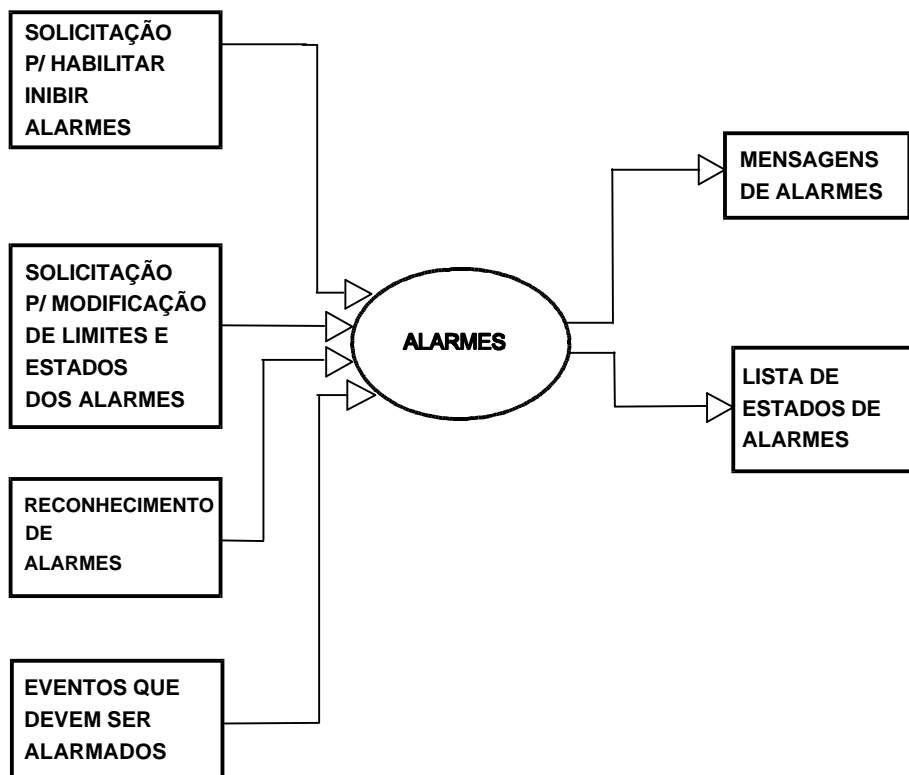


Fig. 4.6-9 Fluxograma: alarmes

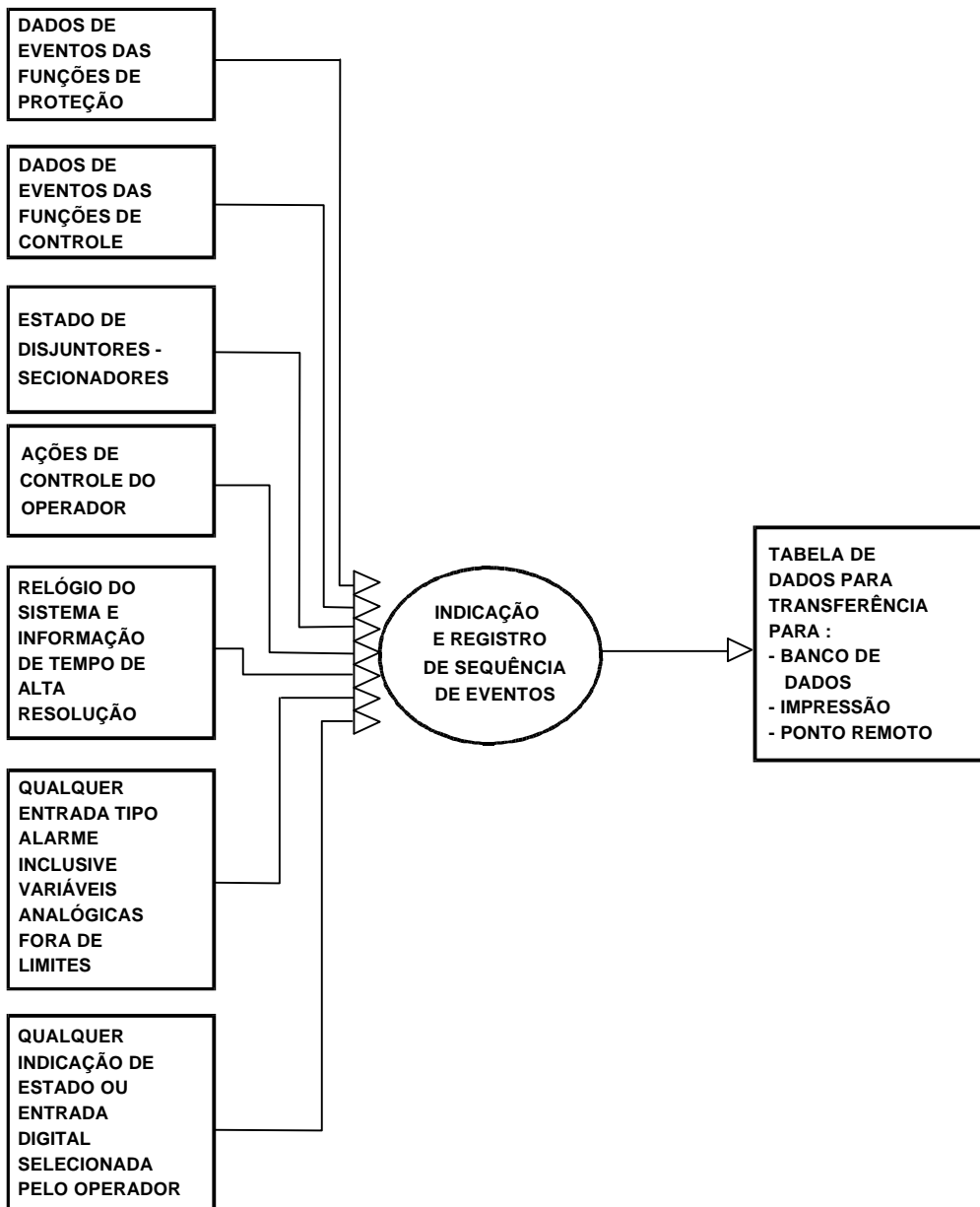


Fig. 4.6-10 Fluxograma - seqüência de eventos

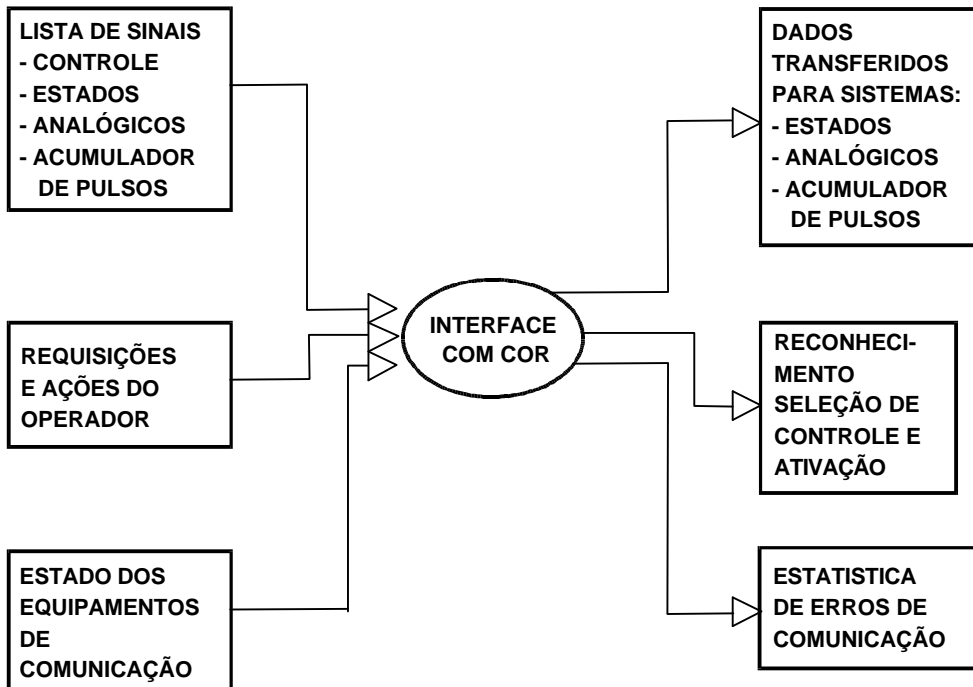


Fig. 4.6-11 Fluxograma: interface com outros sistemas

4.7 INTERFACE HOMEM MÁQUINA PARA OPERAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

OBS: Co-autoria de L. C. MAGRINI

4.7.1 Introdução

Um sistema protótipo de automação para subestações de energia elétrica foi desenvolvido como uma alternativa aos sistemas proprietários atualmente disponíveis no mercado.

A subestação escolhida para realização do projeto é uma subestação de distribuição semelhante ao padrão em uso pela Eletropaulo.

4.7.2. Plataforma do Sistema Digital

a) Hardware

A plataforma montada para o desenvolvimento está indicada na Fig. 4.7.2.-1.

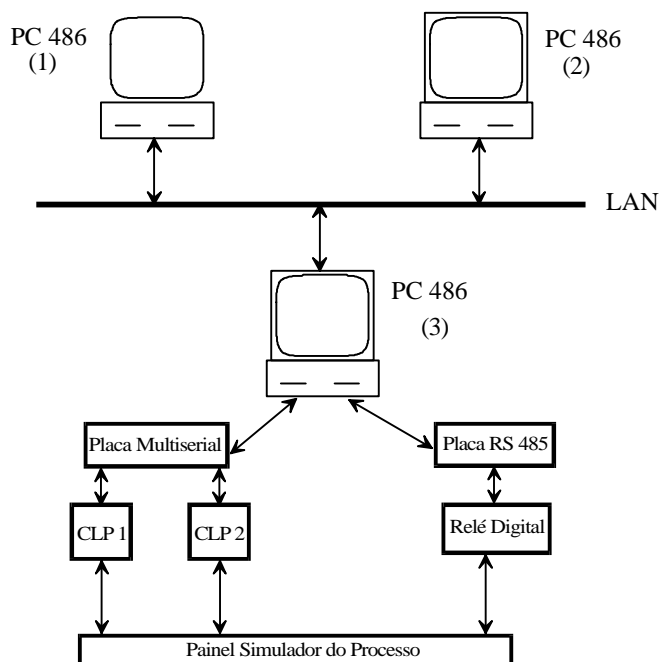


Fig. 4.7.2-1 - Arquitetura do sistema (hardware)

A arquitetura de hardware utilizada apresenta três microcomputadores compatíveis com IBM PC 486, equipados com teclado, *mouse*, disco rígido, unidades de disco flexível, interface de rede e monitor de vídeo padrão SVGA.

Utilizando os recursos de processamento distribuído, foi atribuído a cada um desses micros uma função específica durante concepção do sistema. Dessa forma, o PC (1) executa as funções de Interface Homem-Máquina (IHM) para interação com o operador, enquanto que o PC (2) é o responsável pelo armazenamento de valores históricos das variáveis e o PC (3) efetua a interface com os equipamentos de aquisição de dados e reles digitais, tratando os diferentes protocolos de comunicação apresentados.

A comunicação com os Controladores Programáveis (CP) é efetuada com o auxílio de um placa de comunicação multiseriada com quatro canais RS 232, enquanto que a interligação com o relê digital é provida através de interface RS 485, que possibilita a interligação de até 16 reles digitais num mesmo par de fios.

O relê digital utilizado foi do tipo de sobrecorrente de tempo inverso e tempo definido. Além da função de proteção de sobrecorrente nas três fases, este relê também executa continuamente a aquisição do valor eficaz das correntes nas três fases, além das funções de autodiagnóstico. O ajuste dos valores de *pick up* e temporização da função de sobrecorrente de tempo definido é realizado através do canal de comunicação RS 485, ou por meio do teclado de membrana instalado no equipamento.

b) Software

Os seguintes *softwares* foram utilizados no sistema:

- no PC (1)
 - . DOS / Windows;
 - . In Touch (SCADA produto da Wonderware USA);
- no PC (2)
 - . OS 2;
 - . Oracle;
- no PC (3)
 - . DOS;
 - . C, Pascal
 - . Visual Basic
 - . programas de *driver* de comunicação com CP e reles.

A rede é do tipo Ethernet com gerenciador Win QVT/NET, e utilizando protocolo TCP/IP.

4.7.3 A Subestação e Sistema Digital Concebido

a) subestação

O diagrama unifilar da subestação escolhida para o projeto, está indicado na Fig. 4.7.3-1, figura esta, que também é a tela principal do sistema.

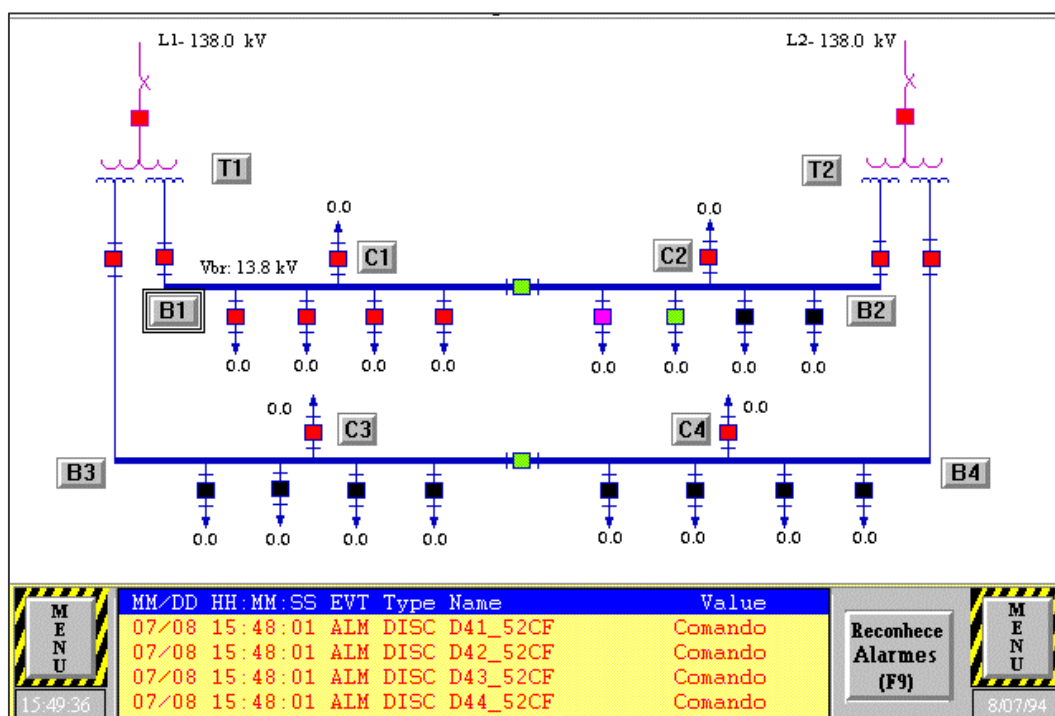


Fig. 4.7.3-1 Subestação - tela principal

Essa subestação foi inspirada no padrão utilizado pela Eletropaulo para as subestações de distribuição (ETD), e apresenta dois *bays* de alimentação por circuitos independentes de 88/138 kV, sendo que cada um desses *bays* apresenta um transformador 88-138/13,8/13,8 kV com potência de 40/60 MVA. Esses transformadores possuem dois enrolamentos secundários iguais, sendo que cada secundário alimenta um barramento independente, já que o disjuntor de paralelo é mantido aberto. A cada um desses barramentos estão conectados quatro alimentadores e um banco de capacitores.

b) funções do sistema

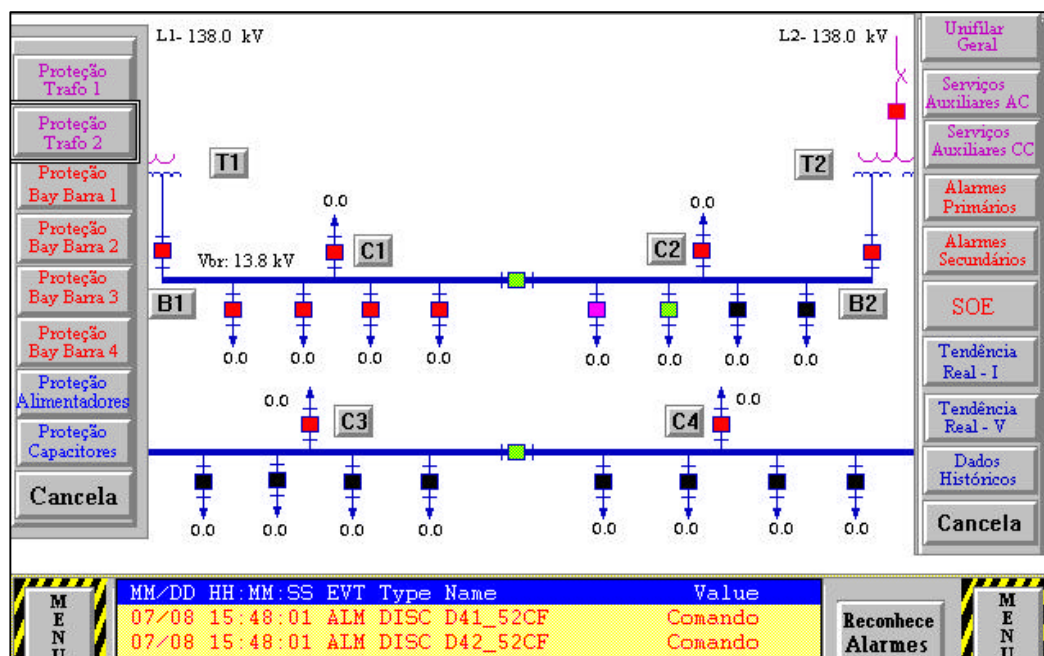
Estão incluídos no sistema de automação as seguintes funções:

- monitoração de estado (posição) de equipamentos;
- monitoração de variáveis analógicas;
- monitoração das proteções e equipamentos auxiliares;
- telecomandos;
- monitoração dos serviços auxiliares CA e CC e telecomandos;
- intertravamentos;
- gráficos de tendência de variáveis em tempo real e histórica;
- geração de relatórios;
- seqüência de eventos;
- transferência automática de ligação dos barramentos;
- controle de tensão;
- controle de vida dos transformadores;
- religamento de linhas;
- bloqueio/desbloqueio de operação e seleção de modo de operação;
- proteção de falha do disjuntor.

A Fig. 4.7.3-1 mostra a tela principal do sistema. A convenção de cor adotada para preenchimento dos símbolos dos disjuntores e o símbolo utilizado para representar as chaves seccionadoras, permitem identificar no unifilar, quais circuitos estão em operação. Nesta janela são também apresentados os valores de tensão nos *bays* de entrada das linhas de 88-138 kV e nos quatro barramentos de 13,8 kV, bem como o valor da maior corrente que flui nas fases em cada um dos alimentadores.

A parte inferior dessa janela é reservada para indicação de alarmes, para o botão de reconhecimento dos alarmes e para as teclas de chamada do menu de seleção de outras telas.

O menu de seleção de outras telas ao ser pressionado provoca o aparecimento de um segundo nível de menu, onde são apresentadas opções de outras janelas úteis a operação da subestação, conforme pode ser observado na Fig. 4.7.3-2



A tela principal apresenta ainda botões (Ti, Ci e Bi) que possibilitam, alternativamente ao menu, a ativação de janelas com detalhes específicos dos equipamentos. O telecomando de um disjuntor pode ser efetuado por qualquer uma das telas em que ele esteja representado, bastando para isto posicionar o cursor do *mouse* sobre o equipamento e pressionar sua tecla.

Esta operação provoca o aparecimento de uma janela superposta à tela existente, com botões que possibilitam a operação de abertura ou fechamento do equipamento a ser telecomandado (Fig.4.7.3-3).

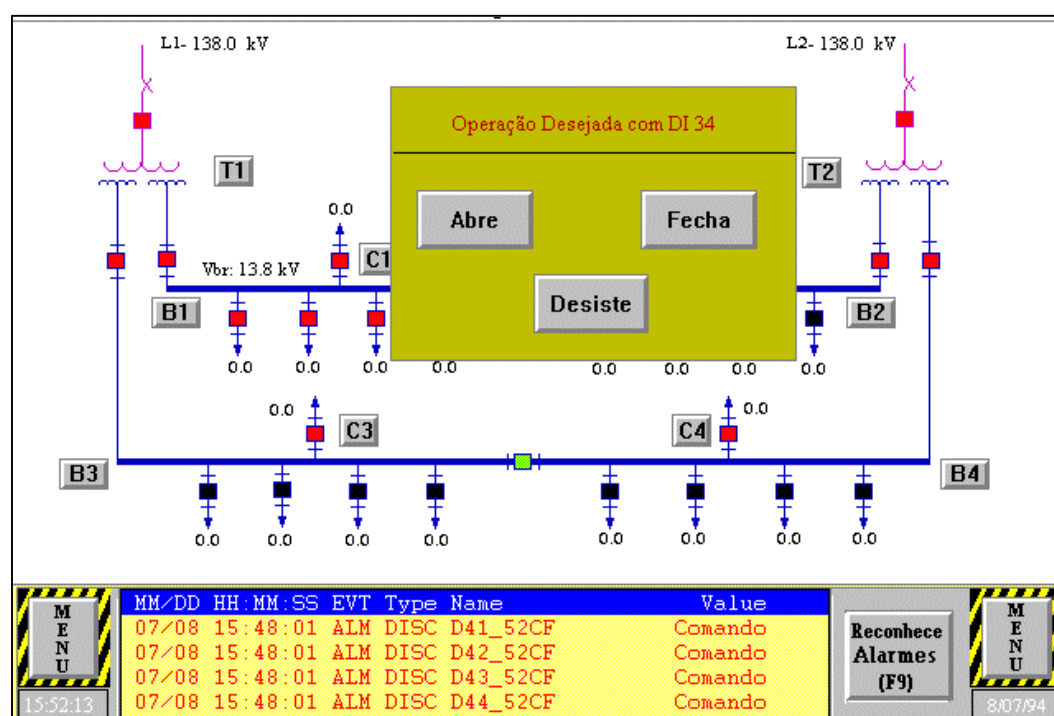


Fig. 4.7.3-3 Operação de telecomando

No momento em que é selecionada a operação de telecomando a ser efetuada, é ativada a função intertravamento para verificar a viabilidade da operação, exibindo mensagem de alarme e abortando-a em caso que a mesma não possa ser concretizada.

As medições realizadas através de transdutores e reles digitais, são apresentadas de forma tabular e diagramática, facilitando sua identificação pelo operador. Valores que violam os limites operativos (low, low low, high e high high) são apresentados em tonalidade de cor diferenciada para atrair a atenção do operador.

Na Fig. 4.7.3-4 é apresentado o detalhe das medições em um transformador.

A função de monitoração das proteções considera que sua atuação é independente do sistema e atua diretamente nos disjuntores. Caso sejam utilizados reles digitais, a atuação da proteção será informada ao sistema através de canal comunicação de dados. No caso de reles convencionais, os contatos do relé são monitorados pelas unidades de aquisição de dados (CP ou UAC), mas com a ressalva quanto a resolução máxima que esses tipos de equipamentos podem oferecer possa ser inadequada para seqüência de eventos. Na figura 4.7.3-5 é apresentada a tela de monitoração da atuação das proteções e na Fig. 4.7.3-6, as monitorações auxiliares, deste bay de transformador.

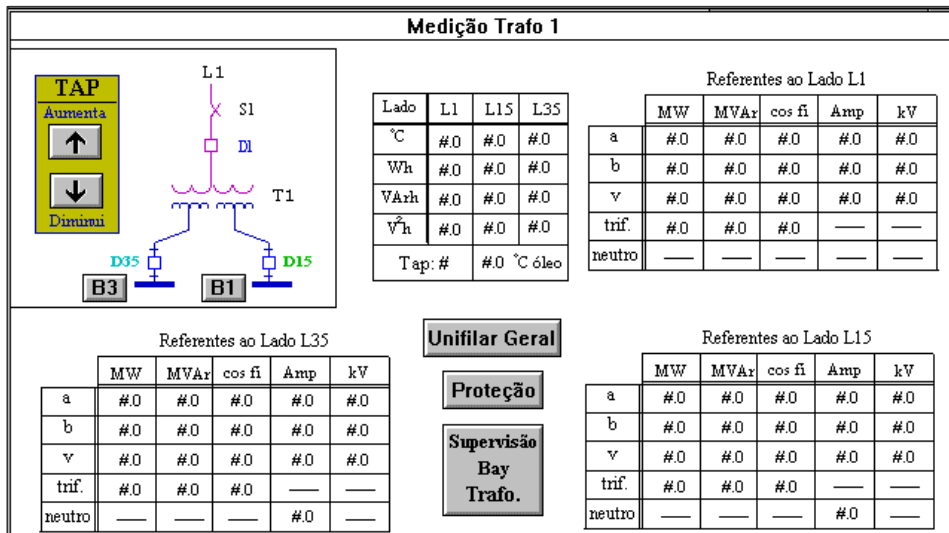


Fig. 4.7.3-4 Apresentação das medições

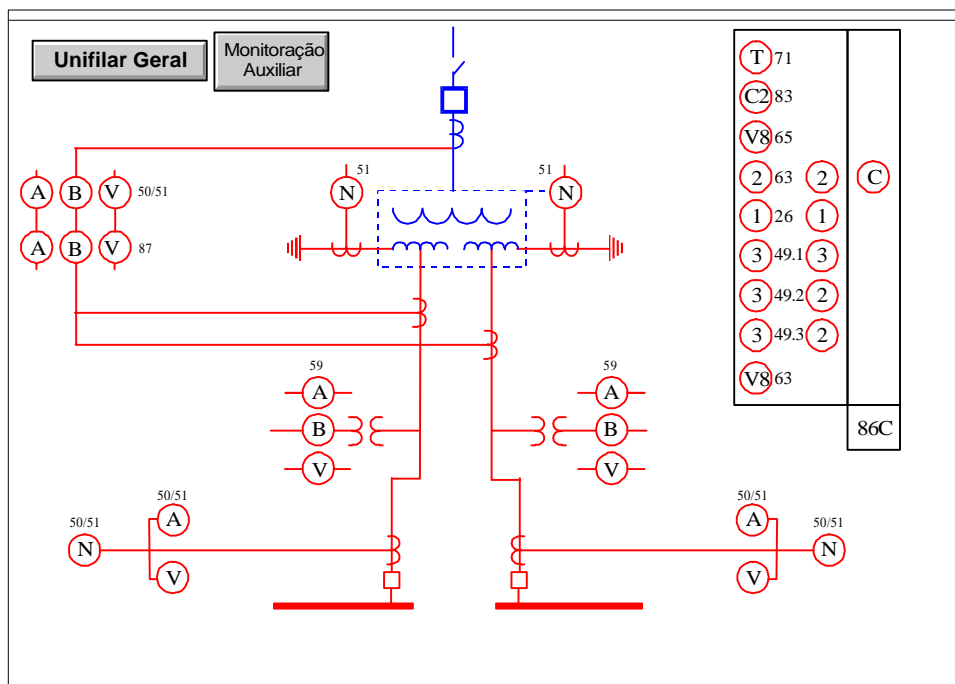


Fig. 4.7.3-5 Monitoração das proteções

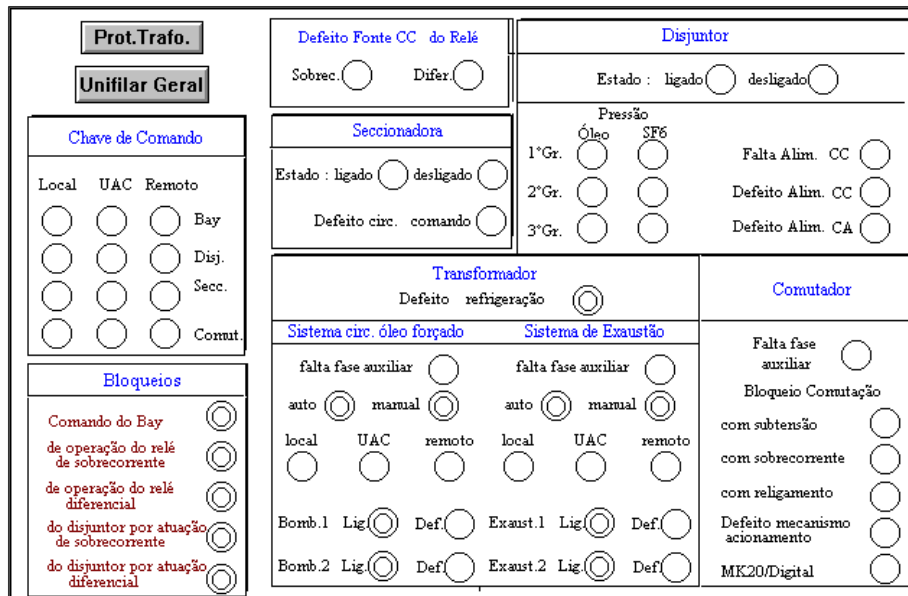


Fig. 4.7.3-6 Monitoração dos serviços auxiliares

Conjunto de telas semelhantes aos das figuras anteriores são disponíveis para os alimentadores, capacitores, serviços auxiliares em corrente alternada e serviços auxiliares em corrente contínua. Alguns deles estão apresentados nas figuras 4.7.3-7 a 4.7.3-14.

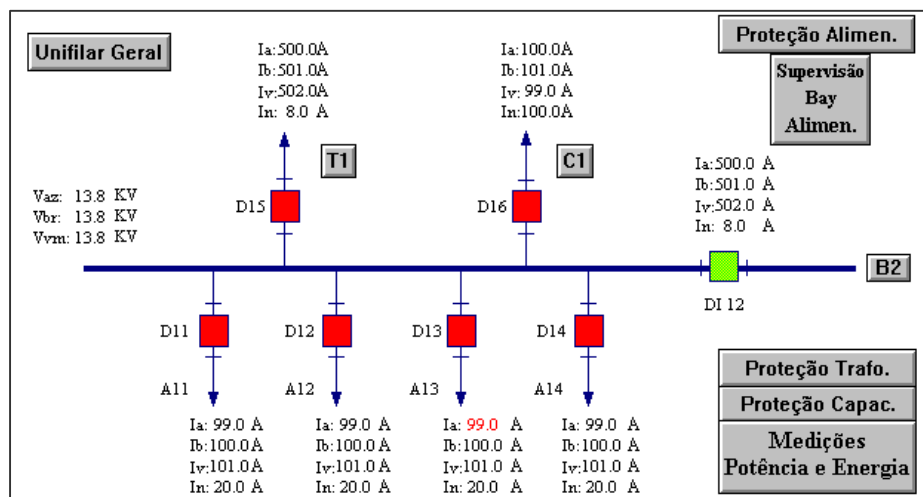


Fig. 4.7.3-7 Medições de circuito de uma barra

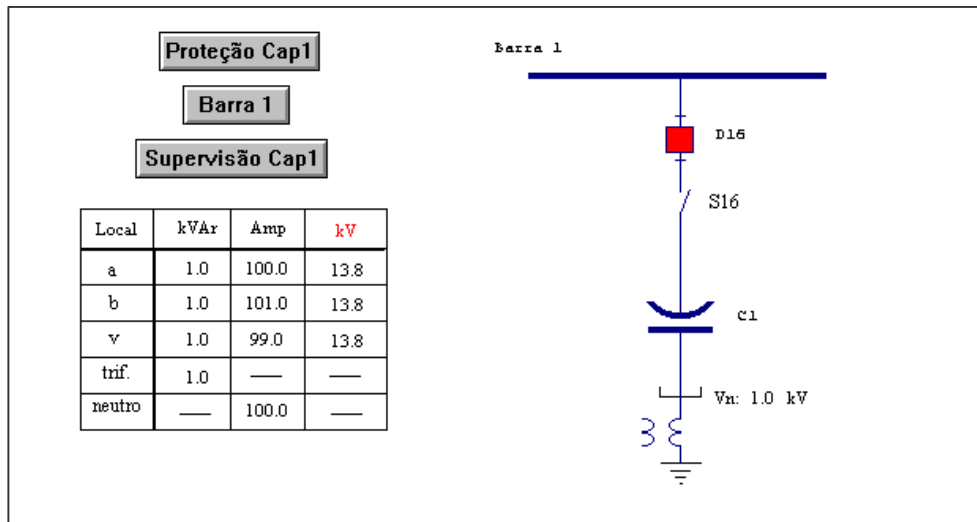


Fig. 4.7.3-8 Medições capacitores

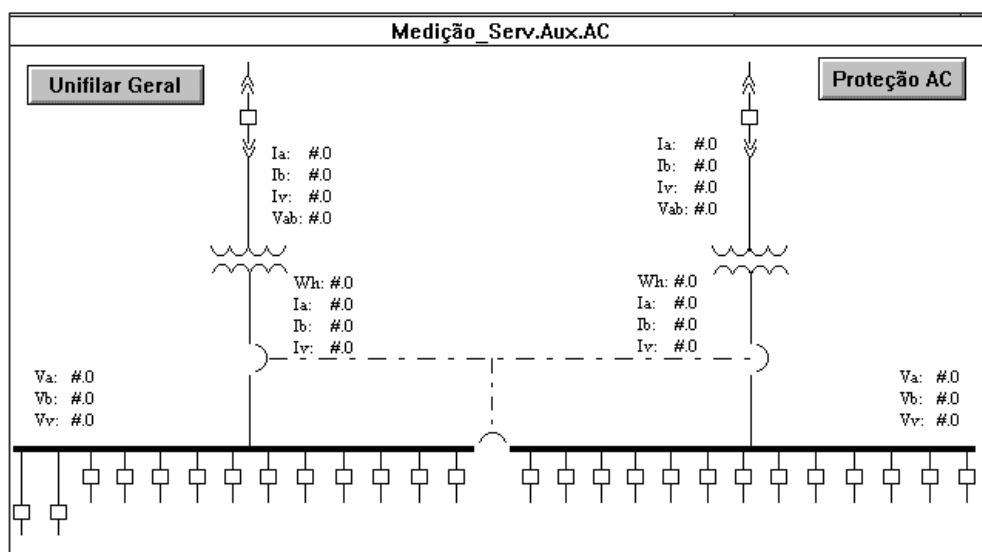


Fig. 4.7.3-9 Medição - serviços auxiliares CA

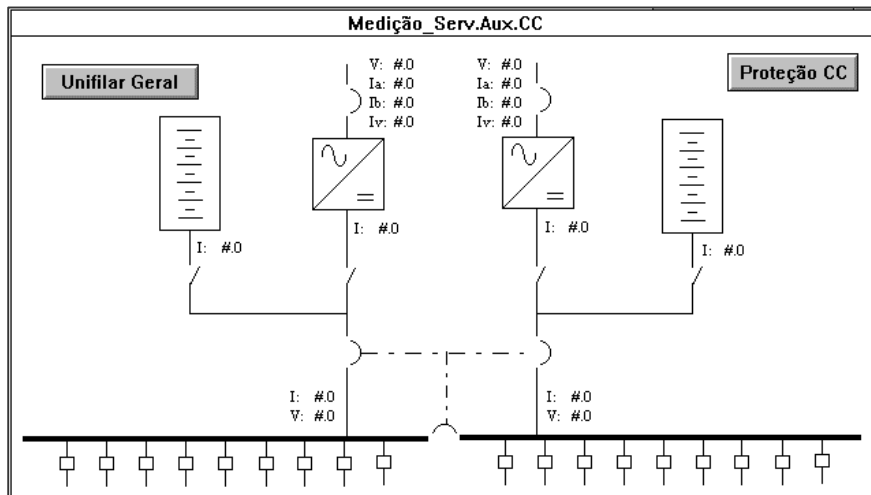


Fig. 4.7.3-10 Medição - serviços auxiliares CC

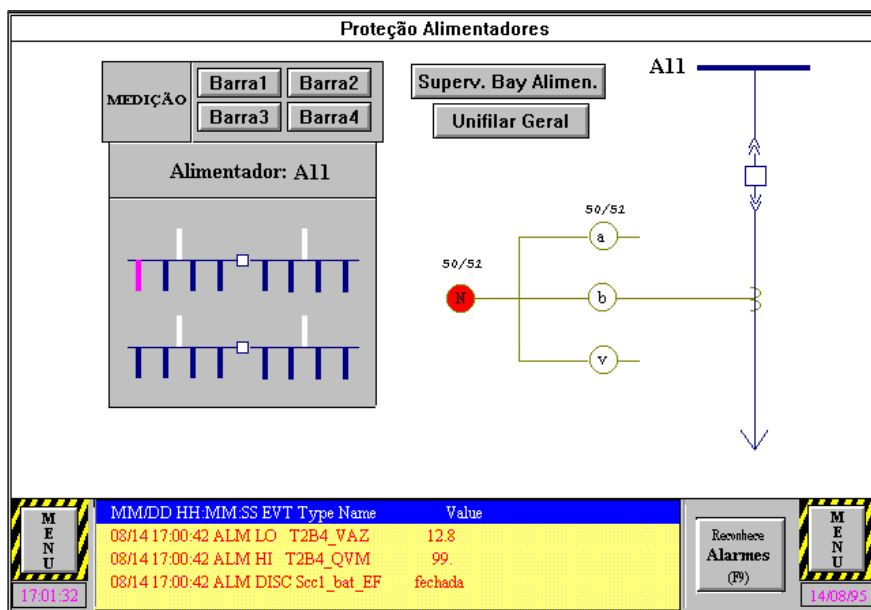


Fig. 4.7.3-11 Proteção dos alimentadores

É importante notar que neste caso, pelo diagrama reduzido (radar), pode ser selecionado o alimentador desejado.

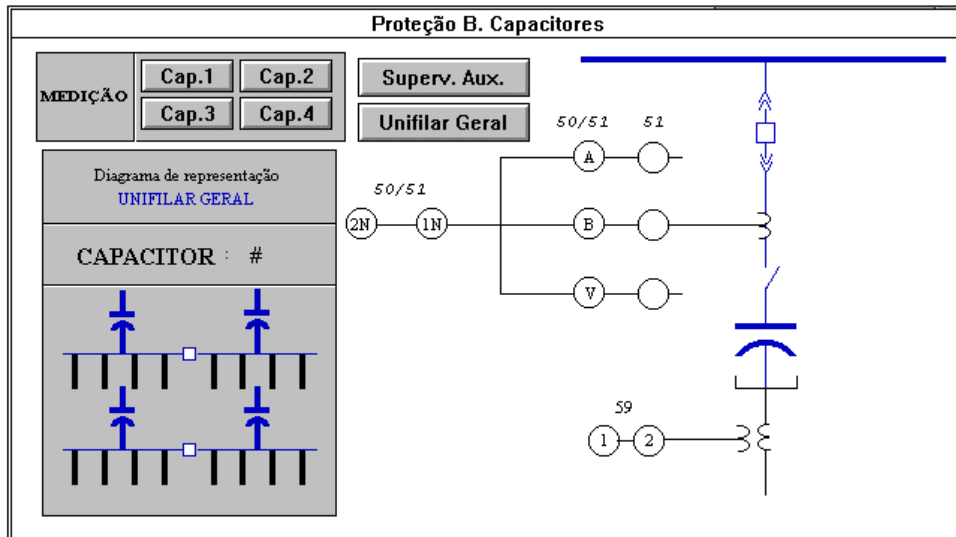


Fig. 4.7.3-12 Proteção do banco de capacitores

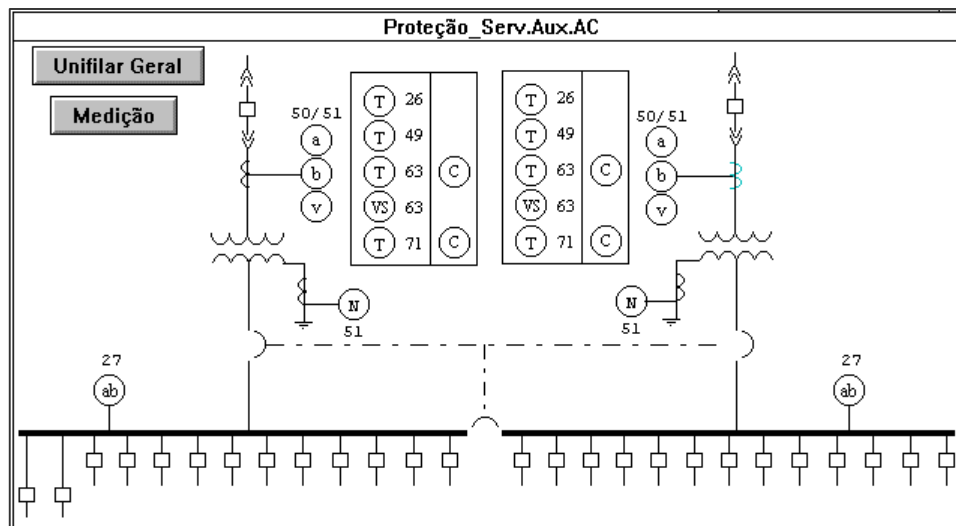


Fig. 4.7.3-13 Proteção dos serviços auxiliares CA

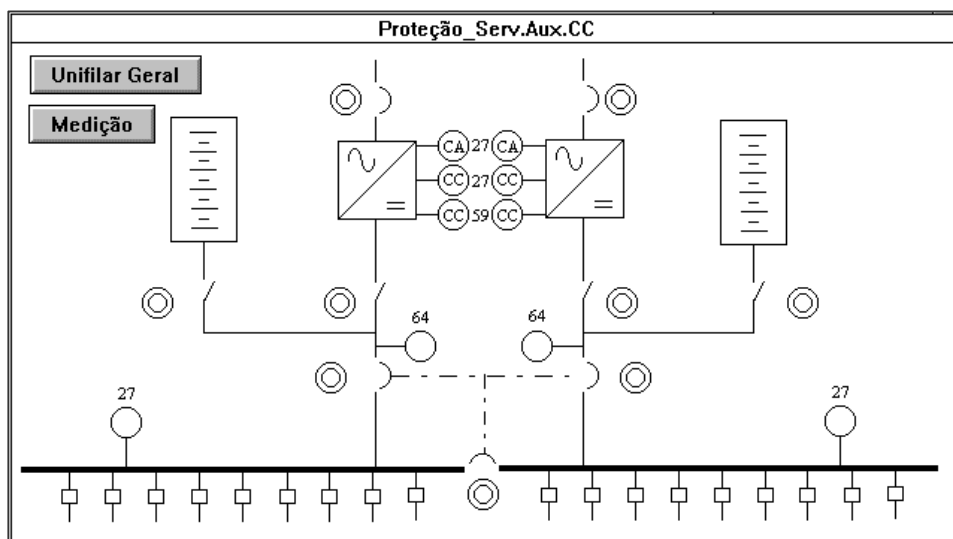


Fig. 4.7.3-14 Proteção dos serviços auxiliares CC

O sistema permite, ainda, ao operador escolher as variáveis desejadas para as curvas de tendência real e histórica. Na Fig. 4.7.3-15 é apresentado o formato de uma destas curvas.

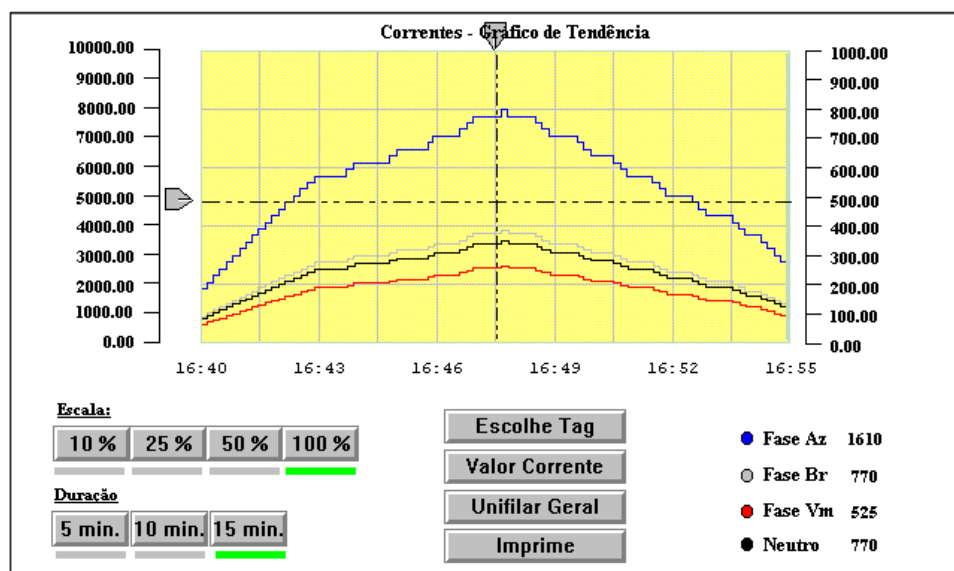


Fig. 4.7.3-15 Curva de tendência

Quanto às funções de controle estão previstos: a transferência automática de ligações dos barramentos em 13,8 kV e nos serviços auxiliares; o controle de tensão pela mudança automática do tap e pela manobra de capacitores por critério de tempo/horário ou valor de fator de potência; o cálculo de perda de vida dos transformadores durante sobrecargas; e controle de religamento de circuitos com tempos e números de tentativas definidas pelo operador.

Está previsto também: a possibilidade de bloquear ou desbloquear, via console do operador, operações de manobra; a supervisão de situação de falha de disjuntor e envio de sinal para limpar a barra onde ele está ligado; e a geração de relatórios gerenciais.

c) lista de pontos

Para executar todas estas funções, os dados listados nas tabelas no Anexo 1.

CAPÍTULO 5

AUTOMAÇÃO DE USINAS HIDROELÉTRICAS

5.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas digitais são também usados para automação de usinas geradoras de energia elétrica. Estes sistemas têm a mesma configuração daqueles já discutidos para a subestação, porém, diferencia-se pelas funções, algumas das quais são bem particulares da geração.

A geração de energia elétrica pode ser feita por diferentes processos de conversão: usinas hidroelétricas, usinas termoelétricas a carvão, usinas termoelétricas a óleo/diesel, usinas termonucleares e usinas não convencionais (eólica, fotovoltaica etc.).

Desta forma cada uma delas tem sua particularidade levando a diferenças nas funções de automação.

Neste documento será discutida apenas a automação de usinas hidroelétricas, porem apresentando também uma IHM para geração térmica pequena.

5.2 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO

Na Fig. 5.2-1, está apresentada uma configuração bastante completa de um sistema de automação para usina hidroelétrica.

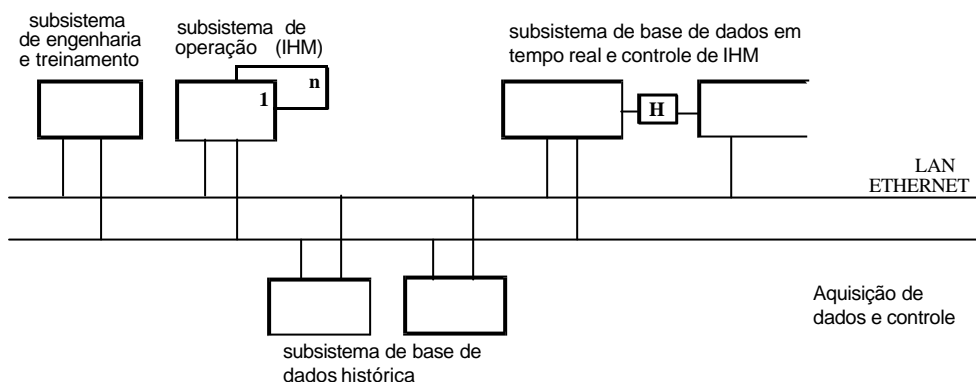


Fig. 5.2-1 Configuração de um sistema de automação de usinas

O subsistema de base de dados histórica é constituído por dois computadores (PC ou *Workstation*) trabalhando no sistema reserva fria. Nele são arquivadas todas as informações obtidas durante o funcionamento do sistema num certo período de tempo (dias/semanas/meses/ano).

É comum utilizar neste subsistema um gerenciador profissional de banco de dados do tipo relacional com linguagem SQL (Adabas, Oracle, Informix, Sybase etc.). Por este subsistema são gerados os relatórios sobre a história do sistema.

O subsistema de base de dados em tempo real e controle de IHM é constituído por dois computadores trabalhando no sistema reserva quente. Nele são arquivados os dados mais imediatos do sistema, de forma a permitir a animação das telas utilizadas pelos operadores da usina.

Este subsistema faz também o intercâmbio de dados com outros sistemas de nível hierárquico superior (COR/COS).

O subsistema de operação é constituído por computadores ou terminais independentes, onde o operador do sistema interage com este através de telas e dispositivos de entrada e saída tipo teclado alfanumérico, *mouse*, *trackball*, impressora etc.

O subsistema de engenharia e treinamento é composto por um computador, por onde podem ser feitas modificações no sistema de automação, e pode servir também para treinamento de operadores.

Na Fig. 5.2-2 está apresentado o subsistema de aquisição de dados e controle.

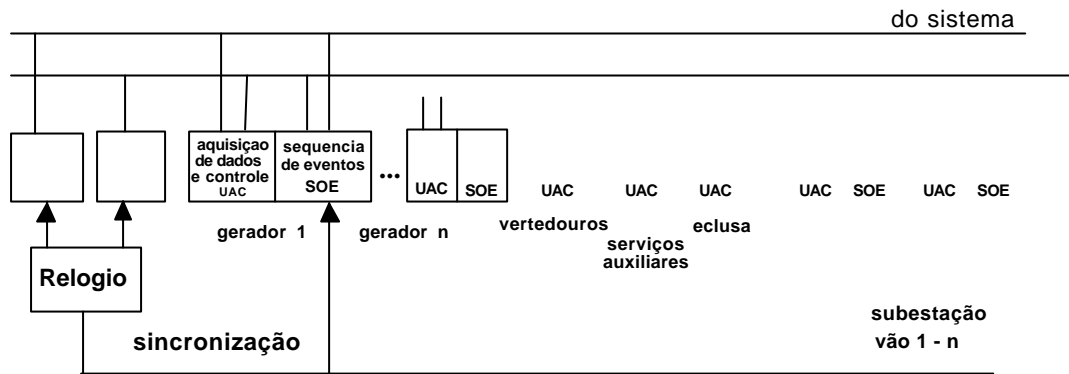


Fig. 5.2-2 Subsistema de aquisição de dados e controle

Nas UAC são alocadas as entradas digitais lentas, entradas analógicas (medições), saídas digitais (controle) e saídas analógicas (sinal de referência ou *set points*).

A SOE é uma unidade especializada para fazer aquisição de dados com alta resolução (1 ms) para seqüência de eventos. Por isso as várias SOE precisam ser sincronizadas como indicado na figura.

É importante neste ponto, indicar que faz parte do sistema de comando e controle da usina, equipamentos dedicados como: reles de proteção, reguladores de tensão, reguladores de velocidade das máquinas e controladores de comportas. Estes deverão se integrar ao sistema.

A proteção digital pode, por exemplo, trocar informações com o sistema central via rede ligando-se diretamente a esta. Os reguladores e controladores podem trocar informações com o sistema central via UAC.

É oportuno citar que, nas grandes usinas, a sala de comando fica geralmente na casa de força próximo aos geradores. Desta forma as unidades de interface com o gerador ficam próximas do sistema central, não se podendo dizer o mesmo quanto as unidades dos vertedouros, da eclusa, e da subestação. As grandes distâncias envolvidas nas usinas muitas vezes impõe o uso de fibras ópticas nas LAN.

5.3 FUNÇÕES

As seguintes funções, de uma forma geral, são contempladas na automação de usinas hidroelétricas:

- Comando
- Aquisição de dados e atuação no processo
- Proteções
- Supervisão (sinalização e medição)
- Alarmes
- Seqüência de eventos
- Intertravamentos e bloqueios
- Seqüências automáticas (partida/parada, sincronização de máquinas)
- Controle de tensão e reativos
- Controle de potência ativa
- Controle dos vertedouros
- Sincronização
- Funções da subestação elevadora e da subestação de alimentação da carga do local onde está a usina
- Relatórios
- Monitoração de desempenho de transformadores e outros equipamentos
- Oscilografia
- Cálculo de valores hidro energéticos
- Autodiagnose

A seguir são descritas estas funções.

a) Comando

a1) Geral

Nesta função estão incluídas as facilidades para:

- manobra de equipamentos da usina, subestação e serviços auxiliares;
- partida e parada de grupos geradores;
- comutação de tap de transformadores (sob carga);
- ligar e desligar ventiladores, bombas, etc.
- acionar comportas da tomada d'água, do vertedouro e eclusa.

O sistema normalmente contém as seguintes possibilidades (modos) de comando e controle:

- comando em modo Local Manual ("Comando Local Manual ")
- comando em modo Local Automático ("Comando Local Automático")
- comando em modo Centralizado ("Comando Centralizado")
- Telecomando ou Comando Remoto, ou Comando a Distância ("Comando Remoto")

Como "Comando Local Manual" entende-se aquele feito passo a passo e em geral diretamente nos equipamentos envolvidos, pelo operador em caso de teste ou operação de emergência.

Como "Comando Local Automático" entende-se aquele que toda a seqüência de operação se desenvolve automaticamente nas UAC a partir de uma ordem pelo operador através de um computador conectado às UAC, ou por dispositivo externo (ex.: proteções, automatismo de sistema independente).

Como "Comando Centralizado" entende-se aquele acionado do centro de controle e que desenvolve automaticamente nas UAC e outros equipamentos.

Como "Comando Remoto" entende-se aquele acionado do COR/COS e que se desenvolve automaticamente nas UAC e outros equipamentos.

A prioridade de comando segue a seguinte ordem:

- 1ª prioridade - LOCAL
- 2ª prioridade - UAC
- 3ª prioridade - Centro de Controle
- 4ª prioridade - COR/COS

Para atingir estas prioridades são previstas chaves de duas posições LOCAL/DISTÂNCIA: junto aos equipamentos; nas UAC; e no Centro de Controle.

Comando Local Manual

Este comando pode ser elétrico e/ou mecânico. Na existência dos dois, quando o comando é mecânico, o elétrico é desligado sempre que o mesmo oferecer perigo ao operador, como por exemplo, no comando local de seccionadoras.

Sempre que existir Comando Local Manual e qualquer dos outros tipos de comando, existe no quadro de comando local uma chave seletora "Local-Distância".

Os comandos Local ou Distância são mutuamente exclusivos, a exceção dos comandos de emergência.

Comando Local Automático

Conforme definido anteriormente, o Comando Local Automático é aquele em que a seqüência de operações se desenvolve automaticamente a partir de uma ordem dada seja pelo operador seja por um dispositivo de comando qualquer.

Pode-se pois agrupar na usina, dois tipos de comando automático: o primeiro, um sistema de ordem superior, correspondente ao automatismo de comando das unidades geradoras; o segundo correspondente aos automatismos próprios dos diversos auxiliares das unidades geradoras.

Os automatismos de nível inferior são instalados de forma descentralizada, e de uma forma geral próximos aos equipamentos correspondentes, e em geral são fornecidos pelo fabricante dos equipamentos principais. Já o automatismo de comando das unidades está centralizado nas UAC correspondentes.

Para os automatismos de nível inferior não dependentes do automatismo superior, são providas chaves seletoras locais Liga/Desliga para automatismo ligado ou desligado ou eventualmente operação manual para teste.

Muitas vezes é prevista a possibilidade de Comando Local Automático parando em certas etapas, cujo prosseguimento é autorizado pelo operador. A seleção deste tipo de comando, ou aquele automático até o final da operação, sempre é feita pelo operador.

O sistema de Comando Local Automático das unidades geradoras é do tipo seqüencial programável e as ordens para seu desenvolvimento podem ser dadas pelo operador a partir da UAC.

Comando Centralizado

De forma a possibilitar o comando da usina e subestação a partir do Centro de Controle, o sistema é concebido para incluir Comando Centralizado.

Desta forma para cada conjunto de equipamento, por exemplo: grupo 1,2,3, linhas, etc., é prevista uma chave seletora LOCAL - DISTÂNCIA nas UAC (ou por software).

Através do Comando Centralizado, as ações se desenvolverão sempre através do automatismo de nível superior.

É previsto também muitas vezes, o acionamento automático por etapas neste modo de operação.

Comando Remoto

De forma a possibilitar o comando pelo COR/COS, o sistema pode ser concebido para incluir Controle Remoto.

Para tal, o sistema digital da usina deve estar ligado por telecomunicação com o COR/COS permitindo assim que os comandos ativados nos COR/COS sejam realizados na usina.

a2) Comando dos disjuntores e seccionadoras (usina, subestação e serviços auxiliares)

É previsto o comando nos modos anteriormente descritos: Comando Local Manual, Comando Local Automático, Comando Centralizado e Comando Remoto. Nos três últimos casos o acionamento só é possível se a lógica de intertravamento permitir, e adicionalmente no caso de disjuntor, quando a lógica de sincronismo permitir e quando os reles de bloqueios não estiverem acionados.

a3) Comandos relativos aos transformadores

Estes comandos consistem no acionamento da ventilação forçada em transformadores de força e no acionamento do comutador quando este é previsto para operação sob carga. Estes comandos aparecem nos quatros modos anteriormente descritos.

a4) Comandos do grupo gerador - turbina - transformador elevador - tomada d'água

Comando Local Manual e Comando Local Automático

De forma a permitir estes comandos, são instalados próximos entre si os quadros locais e as UAC correspondente a comporta da tomada d'água, turbina e seus auxiliares, geradores, transformador elevador, e comando do seccionador de isolamento deste grupo para a subestação. Os quadros com o regulador de velocidade e de tensão também costumam ficar próximos.

Normalmente são previstos pelo menos as seguintes manobras:

- seleção do modo de operação Local/Distância
- seleção do modo de operação Manual/Automático na UAC
- partida e parada normal, manual e automática dos grupos
- parada de emergência
- controle de potência ativa e reativa individual, inclusive comando Aumentar/Diminuir
- chave de seleção das bombas principal e reserva do regulador de velocidade
- Ligar/Desligar bombas do regulador de velocidade
- seleção de bombas principais ou reserva de óleo dos mancais
- Ligar/Desligar bomba de óleo dos mancais
- Aplicar ou Desaplicar freios
- Abrir/Fechar água de resfriamento
- Ligar/Desligar bomba de recuperação de óleo do regulador
- Aplicar/Desaplicar travas manuais do distribuidor
- Ajustar referência dos reguladores de tensão e velocidade
- Seleção dos reguladores em Automático / Manual
- Abrir/Fechar válvula de bloqueio de circulação de óleo lubrificante
- Ajustar referência do limitador eletrônico de abertura
- Ajustar limite mecânico de abertura
- Rearmar circuito detetor de deslocamento do eixo
- Rearmar válvulas de parada normal e emergência
- Operar válvula para retirar travas automáticas do distribuidor
- Ativar circuito de partida automática do regulador de velocidade
- Operar válvula de parada normal
- Ativar/Desativar sincronoscópio, duplos voltímetros, e freqüencímetro
- Ligar / Desligar sincronizador automático
- Variar estatismo do regulador de velocidade
- Abrir/Fechar disjuntores dos serviços auxiliares
- Abrir disjuntores de grupo
- Abrir/Fechar disjuntor de campo
- Rearme de reles de bloqueio
- Abrir/Fechar comportas das tomadas d'água
- Abrir/Fechar seccionadora e faca de terra do grupo

obs.: 1) A sincronização não é prevista no modo Comando Local Manual.
2) No Modo Local Automático são previstos os comandos globais listados a seguir com algumas poucas exceções.

Comando Centralizado e Comando Remoto

Estão previstos os seguintes comandos:

- Partida do grupo
- Parada normal do grupo

- Parada de emergência do grupo (com e sem fechamento de comportas)
- Seleção de modo de operação Automático com sincronização/sem sincronização
- Abrir/Fechar disjuntores, seccionadoras, disjuntores dos serviços auxiliares, e de campo, acionar taps
- Aumentar/Diminuir carga e tensão (modo individual e conjunto)
- Ajustar tensão de referência dos reguladores
- Abrir/Fechar limitador de carga
- Rearme dos reles de bloqueio
- Seleção de cada grupo para controle individual conjunto (tensão e potência)
- Ajustar estatismo do regulador de velocidade

NOTA: A seleção dos modos Individual/Conjunto para potência ativa e reativa e os comandos para modo conjunto não estão previstos para Controle Local Automático.

Comando das Comportas do Vertedouro

São previstas as quatro modalidades de comando descritas, bem como a operação individual e conjunta das comportas.

Em Comando Local Manual a comporta pode parar em qualquer posição. A operação, na seleção Individual, pode ser feito em Comando Local Manual ou Automático enquanto que na seleção em Conjunto só será realizada com Comando Centralizado e Comando Remoto.

b) Aquisição de dados e atuação no processo

A aquisição de dados e atuação são efetuadas pelas Unidades de Aquisição de Dados e Controle (UAC) constituindo em:

- Entradas digitais;
- Saídas digitais;
- Entradas analógicas;
- Saídas analógicas;
- Comunicação de dados.

As entradas digitais compreendem as informações de estado de equipamentos(aberto, fechado) para sinalização e intertravamento, e os contatos de atuação das proteções (quando convencionais) para sinalização e seqüência de eventos. Enquanto que para o primeiro conjunto é aceitável tempo de aquisição com resolução de 10 ms (eventos lentos), para o segundo conjunto (eventos rápidos) deve ser especificada resolução de 1 ms (incluindo neste segundo conjunto os contatos dos disjuntores).

Alguns eventos relacionados com o tempo grande (lentos) podem ser especificado com resolução de até 1 segundo. Deve ser prevista a sincronização de tempo das UAC (S0E) de forma que o erro de tempo entre eventos datados em diferentes UAC (S0E) seja inferior a um valor especificado, por exemplo de 4 ms.

Para leitura dos contatos dos equipamentos de campo (disjuntores, seccionadores) pode-se prever reles de interposição ou especificar as UAC aquisitá-los diretamente porém capaz para tensão cc elevada (125 Vcc). A estas variáveis digitais, são adicionadas nas UAC, rótulos com indicação do instante da mudança de estado. (hora - minuto - segundo - milissegundo).

As saídas digitais são usadas para acionar equipamentos ou participar de sequenciamentos. No primeiro caso sua atuação pode ser feita através de relê auxiliar interposição ou diretamente desde que especificado para tal (tensão cc 125 V e interrupção de corrente cc, de valor da ordem de 2 A). Para acionamento que envolve segurança prevê-se lógica com mais de uma saída digital, de forma a evitar operação incorreta por sinais espúrios.

As entradas analógicas são utilizadas principalmente para medição (temperatura, tensão, corrente, potência, frequência). A aquisição destas medições é feita por leitura de um sinal de corrente ou tensão na saída de transdutores. A aquisição dos dados de corrente e tensão da usina pode também ser feita pela aquisição do valor instantâneo do sinal nos transformadores de corrente e de potencial (amostragem de aproximadamente 1 ms) e determinação do módulo e fase, diretamente pela UAC (transdução digital). Neste caso, as potências e energias ativas e reativas, poderão ser calculadas a partir das tensões e correntes, bem como ser determinada a frequência.

As saídas analógicas consistem na entrega de sinal de corrente (ex. 4 a 20 mA) ou de tensão (ex. ± 10 V) pela UAC e são utilizadas para acionar eventuais indicadores e para dar o sinal de referência (*set point*) para equipamentos dedicados (regulador de tensão, regulador de potência, abertura de comportas do vertedouro).

As UAC devem prever portas para comunicação (ponto a ponto ou para Rede Local padronizada) permitindo assim a aquisição de dados por comunicação de outros equipamentos (ex.: módulos de proteção digital) e envio de valor do controle da mesma forma (ex.: referência para um regulador de potência digital).

As variáveis analógicas podem ter tempo de resolução de até 1 s dependendo do uso a que se destinam. A mesma especificação de tempo aplica-se a comunicação de dados.

Durante a aquisição dos dados deve ser previsto o teste de verificação de consistência de suas variáveis, a conversão para unidades de engenharia e a verificação de limites admissíveis.

Acrescenta-se que as UAC podem vir a ser constituídas de sub módulos independentes e autônomos. Isto pode ocorrer, por exemplo, com as entradas digitais para seqüência de eventos que precisam de um tempo de resolução pequeno.

c) Proteções

As proteções podem ser do tipo convencional ou digital, entendendo-se por digital aquela que compreende a aquisição do sinal (corrente, tensão) em intervalos discretos menor que 0,1 ciclo, filtragem, e processamento digital das informações com algoritmos específicos em cada aplicação (cálculo da impedância por exemplo). A atuação é feita através de uma saída digital do relê.

Entretanto, quando escolhida a proteção digital, a mesma vem em forma independente das UAC, com hardware próprio de forma a oferecer uma segurança compatível com a que teria com uma proteção convencional.

A atuação das proteções deve ocorrer por atuação direta dos seus contatos nos disjuntores e protetores, sendo paralelamente monitorada sua operação pelo sistema digital.

Exceção é feita à proteção da falha do disjuntor onde toda a lógica de ação pode ser executada pelo sistema digital iniciada pelo relê de identificação desta falha.

No caso de utilização de módulos digital de proteção, estes equipamentos já determinam o módulo e a fase das correntes e tensões, e poderão transmiti-los a UAC para a utilização em lugar da medição direta de corrente, tensão, frequência, potência e energias.

O mesmo comentário aplica-se a módulos de fabricantes, que além do mais, inclui aquisição de alguns pontos digitais (estado de disjuntores, seccionadoras, etc.) e promovem uma interface homem máquina simplificada (conjunto de reles 50/51 para 13,8 kV, por exemplo).

Os módulos de proteção digital podem ainda trazer consigo outras funções como a monitoração e acionamento de sinais de carrier e a determinação da distância do curto.

d) Supervisão (sinalização e medição)

Esta função é encontrada localmente e no centro de controle e consiste na apresentação ao operador:

- do valor das variáveis analógicas;
- do estado dos equipamentos;
- gráficos de valores no tempo, gráficos de tendências, gráficos na forma de barra, etc.

O estado do equipamento inclui as indicações de aberto, fechado, e, no caso de seccionadoras, a indicação em movimento.

A indicação remota de estado de equipamentos é sempre feita associada a diagramas unifilares onde, também, é indicada a permissão ou não de operação de equipamentos (bloqueios e intertravamentos) e se este está em Operação Local ou Remota, em Automático ou Manual.

Para os transformadores deve ser sinalizada a posição atual do tap e a disponibilidade de taps.

Para os grupos geradores são sinalizados:

- estado dos auxiliares do grupo;
- estado de condições pré-partida;
- acompanhamento dos estágios de partida e parada.

Para as comportas do vertedouro e tomada d'água além das indicações Aberta/Fechada, Manual/Automática, Operação Individual/Conjunto, deve ser indicada a posição da comporta.

As medições podem ser classificadas quanto a sua utilização em indicativa, faturamento e registradora.

e) Alarmes

São considerados na categoria de alarmes:

- mudança de estado de um contato (abertura de disjuntor por exemplo);
- atuação das proteções;
- variáveis fora de limites.

Estes alarmes aparecem na forma visual por mudança de cor na tela ou piscando, por led ou lâmpada, ou por som (buzina).

Esta função deve ter consigo agregada a seqüência de reconhecimento, obrigando o operador a acusar seu conhecimento da ocorrência (interromper o som, eliminar a causa desaparecendo as demais indicações, cancelar o alarme (*reset*)).

Pode estar previsto alarmes nos quadros próprios dos equipamentos para auxiliar a operação em modo Local Manual durante testes e operação em emergência.

A seguir são listados alguns alarmes:

Disjuntores:

- falta de alimentação no circuito de desligamento;
- discordância de tempo de abertura;
- baixa pressão (SF6, óleo, etc.);
- defeito interno;
- operação.

Transformadores:

- atuação de proteções;
- falha do sistema de ventilação;
- discrepância de taps.

Geradores:

- atuação da proteção.

Sistemas de Proteção

- falta de tensão de alimentação;
- falta de potencial nos reles de distância e direcionais.

Serviços Auxiliares

- gerador diesel de emergência em operação;
- atuação das proteções;
- terra nos barramentos CC.

Os alarmes podem ser divididos em 3 categorias: urgente, advertência, informativo. Nas duas primeiras categorias deve soar o alarme (buzina). Deve ser previsto som diferente para cada categoria urgente/advertência.

Os alarmes são mostrados na tela, e em relatórios impressos, agrupados por categoria, chamando a atenção para um subconjunto dos primeiros mais importantes. Usa-se diferentes cores e o cintilhamento para identificar alarmes (seu reconhecimento pelo operador; alarme sem cancelamento "reset"; alarmes persistentes).

f) Seqüência de eventos

Para auxílio a engenharia está previsto a função seqüência de eventos, compreendendo a listagem em tela e em relatório por impressora da seqüência de ocorrência de mudança de estados com os respectivos instantes de atuação (hora, minuto, segundo, milissegundo). Quando esta seqüência de eventos incluir a atuação das proteções elétricas é preciso que a aquisição dos dados seja feita com resolução rápida (de um milissegundo por exemplo) e que os tempos das várias unidades de aquisição de dados sejam especialmente sincronizados.

g) Intertravamento e bloqueios

Esta função está alocada nas UAC ou, em alguns casos especiais, em painéis de reles auxiliares próprios de certos equipamentos.

Consiste em permitir ou inibir uma ação em função de condições pré existentes avaliadas através de lógica binária. Exemplos desta função são:

- operação de seccionadoras nas subestações;
- pré condições na partida de geradores;
- acionamento de bombas e outros equipamentos auxiliares.

No caso de atuação de proteções, normalmente ocorre o acionamento de reles de bloqueio que impedirão o retorno do equipamento a operação, a menos que seja rearmado por ação do operador.

No modo de operação Local Manual esta função intertravamento não é ativada.

h) Seqüências automáticas

São ações pré estabelecidas para serem executadas em seqüência automaticamente, após finalização bem sucedida do passo anterior. Estas seqüências são realizadas compativelmente com a função intertravamento e são originadas no Centro de Controle e COR/COS. As seguintes seqüências automáticas podem ser citadas:

- partida dos grupos turbina gerador;
- parada dos grupos turbina gerador;
- partida / parada do grupo diesel de emergência;
- transferência de fonte nos barramentos dos serviços auxiliares CA,CC;

- isolamento do disjuntor em falha, pela abertura das seccionadoras do seu "bay" e isolamento de seu correspondente circuito;
- transferência de disjuntor nas subestações (utilização do "bay" de transferência).

i) Controle de tensão e de reativos

Os controles de tensão e reativos existentes numa usina são:

- controle da tensão de transmissão efetuado pelos reguladores de tensão dos geradores, devidamente coordenados pelo sistema digital (Controle de Reativos);
- controle de tensão por atuação no comutador do transformador abaixador que alimentam carga local.

Esta função é localizada no Centro de Controle onde é analisada a lógica desejada e são enviados os sinais de controle que podem ser:

- sinal digital para movimentação do comutador sob carga do transformador;
- sinal de referência do regulador de tensão dos geradores.

Este controle pode ser iniciado também no COR/COS.

Com relação ao controle de tensão e conseqüentemente de reativos nos geradores, deve ser previsto:

- o controle individual de cada gerador;
- o controle conjunto de mais de um gerador dividindo igualmente os reativos fornecidos (controle conjunto).

Esta incluído nesta função o atendimento a comandos pelo operador para Aumentar/Diminuir a tensão ou reativos.

j) Controle da potência ativa (velocidade e freqüência)

Esta função é exercida, em primeira instância, pelo regulador de velocidade individual de cada máquina (regulação primária).

A regulação fina de freqüência é feita através do Controle Automático de Geração (CAG), função esta localizada no COS, que produz como o resultado, uma ordem de variação na referência do regulador de velocidade (regulação secundária), variando assim sua potência.

Deve ser previsto a atuação desta regulação secundária individualmente ou em conjunto para as máquinas da usina.

O mesmo conceito aplica-se ao comando Aumentar/Diminuir potência ativa, que também pode ser Individual ou Conjunto.

k) Controle dos vertedouros

Este controle automático está localizado nas UAC correspondentes podendo ser iniciado no Centro de Controle ou no COR/COS e pode aparecer nas seguintes formas:

- Abertura/Fechamento automático das comportas, através de lei lógica localizada no Centro de Controle, baseada na medição de nível do reservatório e de informações de pluviometria;
- Abertura/Fechamento Conjunto (comando Aumentar/Diminuir);
- Abertura/Fechamento Individual (comando Aumentar/Diminuir);

Obs.: A última função pode também ser executada no modo Local Manual.

l) Sincronização

A sincronização de geradores ou linhas pode ser feita utilizando um carro móvel de sincronização acoplável, ou automaticamente, através do relê de sincronismo (sincronizador automático) que permite o fechamento do disjuntor, desde que satisfeitas as condições de igualdade de tensão e frequência entre os dois extremos do disjuntor.

Para cada linha ou grupo, no quadro local existe uma chave seletora para sincronização manual ou automática.

No carrinho de sincronização deve existir a chave de sincronização com as posições ligada ou desligada.

Na posição manual, o comando do disjuntor é possível sob qualquer condição, cabendo ao operador observar as condições (ΔV , Δf , Δq). Na posição automática, o comando do disjuntor só é possível se o dispositivo de verificação de sincronismo permitir, ou é automático através do sincronizador dos grupos, que ajusta ΔV e Δf atuando nos reguladores.

Normalmente são previstas a sincronização: entre uma linha e um barramento; um gerador e um barramento; ou entre os barramentos principais.

Eventualmente esta função pode vir a ser executada diretamente pelo sistema digital no Centro de Controle, sem precisar do relê de sincronismo, desde que a aquisição dos valores de tensão seja feita por transdução digital.

m) Funções das subestações elevadora e de alimentação de carga local

Estão incluídas neste item todas as funções descritas no capítulo 4, para a subestação elevadora e para a subestação que alimenta uma carga local.

n) Relatórios

O sistema digital deverá prover no COR/COS a emissão de relatórios contendo:

- ações efetuadas pelos operadores;
- alarmes ocorridos;
- informações de medições e faturamento;
- seqüência de eventos;
- informações gerenciais.

o) Monitoração do desempenho dos transformadores e outros equipamentos

Esta função está localizada no Centro de Controle e contabiliza a perda de vida dos transformadores em função da potência transmitida, das temperaturas internas destes equipamentos e da temperatura ambiente (ver capítulo 4).

Função semelhante pode ser desenvolvida para outros equipamentos (ex.: baterias).

p) Oscilografia

As oscilografias são previstas nas linha de transmissão e são executadas por equipamentos dedicados. Entretanto, no caso de se utilizar relê ou transdução digital, estes equipamentos de oscilografia podem eventualmente ser dispensados e sua função ser realizada pelo outro equipamento.

Os requisitos desta função são:

- disparo para registro por violação de valores de corrente, tensão, freqüência e de desbalanços;
- registrar alguns ciclos antes da falta (10 ciclos, por exemplo) e outros após (100 ciclos);
- resposta para freqüência (de até 1200 Hz, por exemplo);
- discernimento entre eventos (de 2 ms, por exemplo).

q) Cálculo de valores hidro energéticos

É previsto no Centro de Controle o cálculo de valores hidro energéticos como:

- vazão vertida, vazão turbinada;
- volumes vertidos, volumes turbinados;
- potências e energias;
- reserva girante, reserva parada;
- etc.

r) Autodiagnose

Todos os módulos digitais como UAC, módulos de proteção, sistema central, devem ser providos de rotinas de autodiagnose de *software* e *hardware*, de forma a emitir um alarme ao operador na ocorrência de mau funcionamento de partes do sistema digital.

5.4 PARTIDA, PARADA, SINCRONIZAÇÃO E BLOQUEIO DE GRUPOS TURBINA-GERADOR

Por serem estas um conjunto de funções das mais importantes e típica de usinas hidrelétricas, elas serão descritas em detalhes neste item.

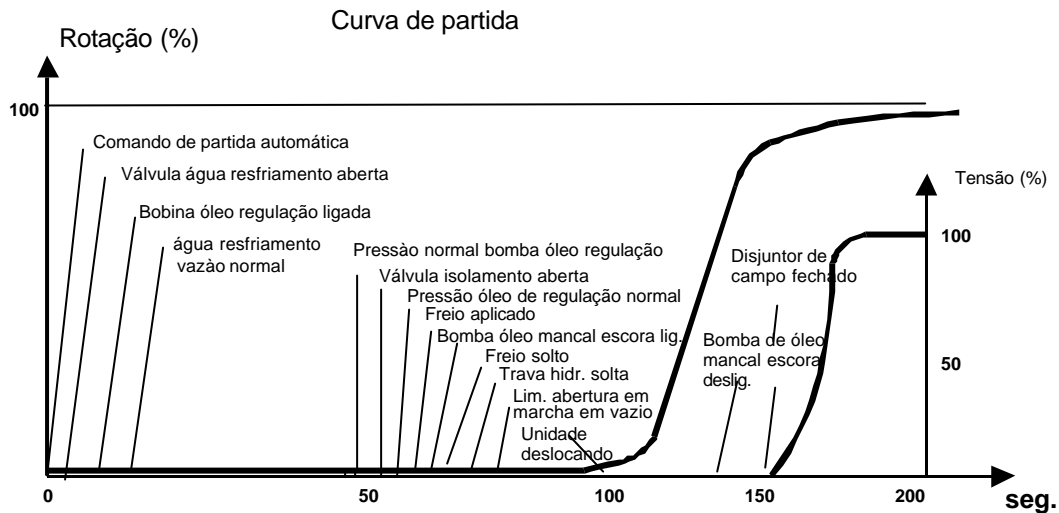
5.4.1 Partida do grupo

Na Fig. 5.4.1-1 está apresentada a seqüência de ações, e resultados principais, na partida de um grupo gerador [5-1].

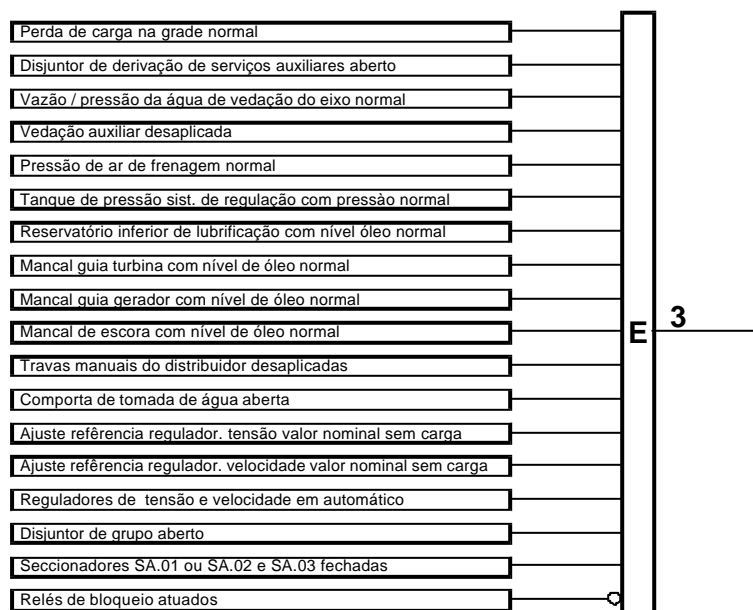
Ao pressionar o botão de partida da máquina, ou enviar ordem pelo sistema digital, estando a chave de seleção em posição AUTOMÁTICA, desenvolve-se uma seqüência de ações, que culmina com a máquina tendo tensão e velocidade bastante próxima da nominal, pronta para ser ligada (sincronizada) a rede.

Esta seqüência de ações e resultados são:

AÇÃO	RESULTADO
Comando de partida	
Abrir água de resfriamento	
Ligar bomba de óleo de regulação	
	Água de resfriamento - vazão normal
	Bomba de óleo de regulação – pressão normal
Abrir válvula de isolamento	
	Pressão do óleo de regulação normal
Aplicar freios	Freio aplicado
Ligar bomba de óleo do mancal de escora	Bomba ligada
Soltar freios	Freios soltos
Soltar trava hidráulica	Trava hidráulica solta
Ajustar limitador de abertura em marcha em vazio	Limitador ajustado
Abrir distribuidor de água	Máquina inicia a rotação
Desligar a bomba de óleo do mancal de escora	Bomba desligada



Ao atingir a velocidade de 70 % da nominal é ligada a excitação, que é aumentada junto com a rotação até o gerador chegar próximo da tensão nominal. A máquina está pronta para o processo de sincronização. Nas figuras 5.4.1-2a até 5.4.2-2g estão mostrados os diagramas lógicos desta função.



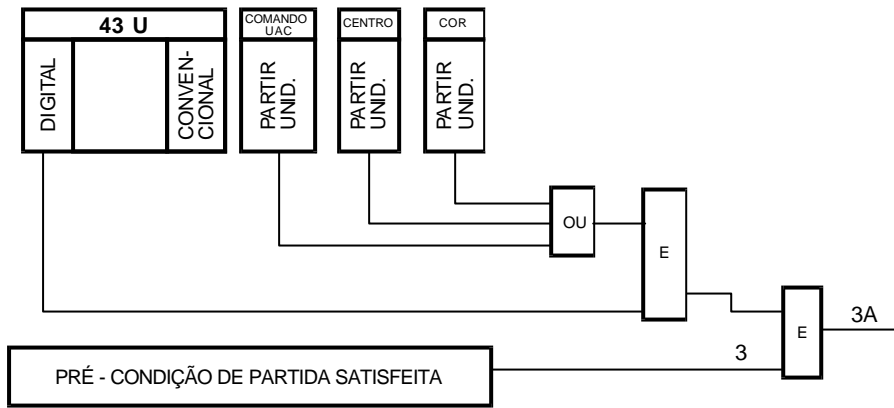


Fig. 5.4.1-2b Consistência do modo de seleção com o comando

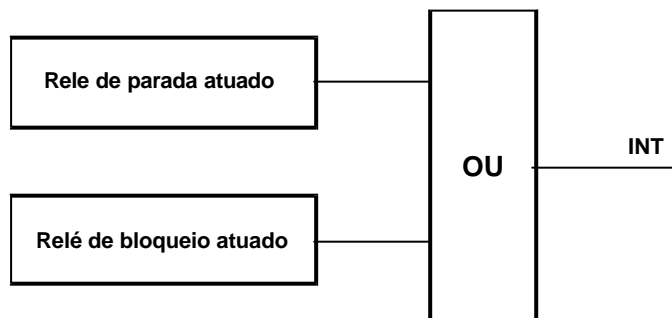


Fig. 5.4.1-2c Interrupção da partida por proteção

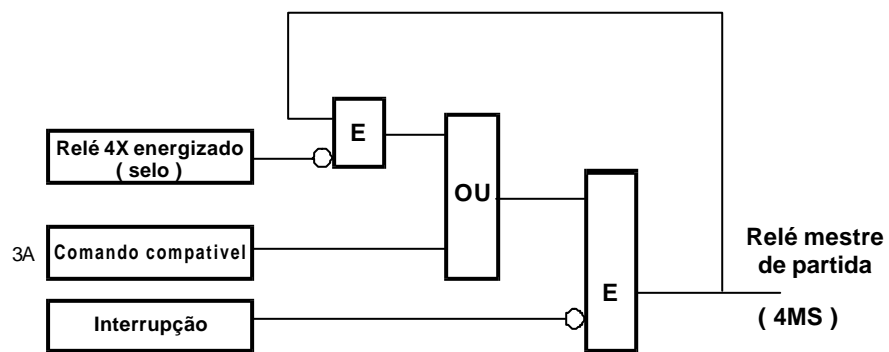


Fig. 5.4.1-2d Relé mestre de partida (4MS)

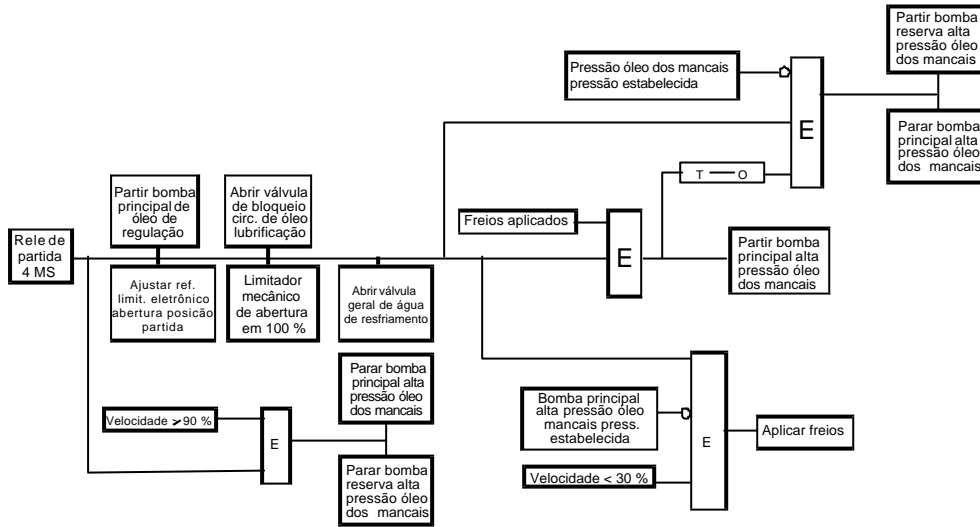


Fig. 5.4.1-2e Acionamentos pelo relê mestre de partida

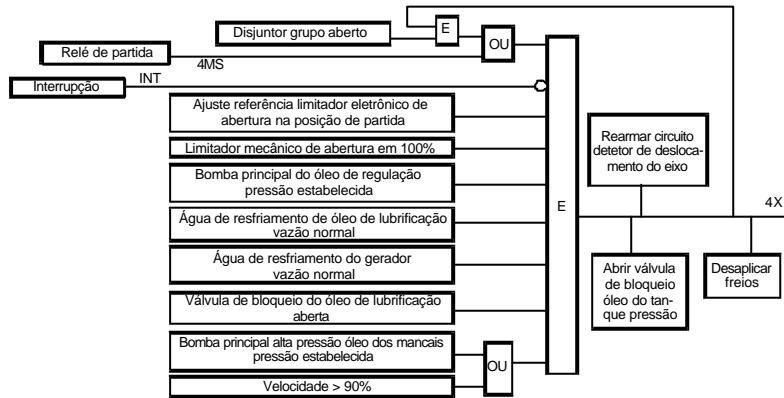


Fig. 5.4.1-2f Energização do relê 4X

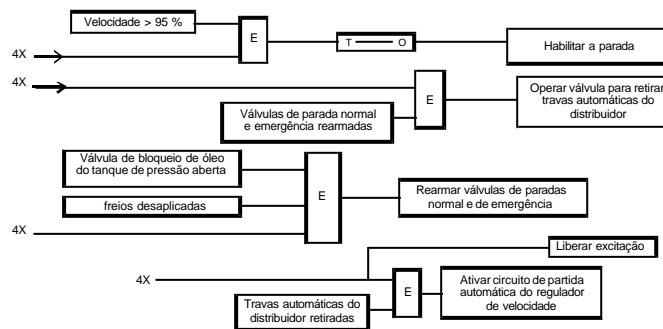


Fig. 5.4.1-2g Acionamentos pelo relê 4X

Na Fig. 5.4.1-2a estão mostradas as condições de pré-partida necessárias.

Na Fig. 5.4.1-2b está mostrada a verificação de compatibilidade do comando com a chave de seleção e condição de pré-partida.

Na Fig. 5.4.1-2c está indicado o mecanismo pelo qual se pode interromper a partida (relê de parada ou relê de bloqueio acionados).

Na Fig. 5.4.1-2d estão indicadas as condições para a energização do relê 4MS que vai gerar todo o sequenciamento.

Este relê aciona (ver Fig. 5.4.1-2e, 5.4.1-2f):

- partida da bomba principal do óleo de regulação que faz parte do circuito hidráulico de manutenção do óleo sob pressão para acionamento dos servomotores de comando das palhetas (turbinas Kaplan, Francis). Normalmente com a máquina em funcionamento tem-se uma bomba continuamente ligada e uma de reserva. Se a máquina está parada as duas são desligadas;

- abrir válvula de bloqueio (isolamento) de circulação de óleo de lubrificação. Esta válvula permite a passagem de óleo sob pressão proveniente do acumulador para as válvulas de acionamento dos servomotores. Sua abertura deve ocorrer após haver sido ligada a bomba de óleo principal;

- ajustar referência do limitador eletrônico de abertura para a posição de partida;

- colocar limitador mecânico de abertura em 100 %;

- abrir a válvula geral da água de resfriamento. Esta água é necessária para resfriar o gerador e os mancais para manter adequadas as suas temperaturas durante o funcionamento. Num grupo gerador hidráulico existem três mancais: o guia superior no gerador, o guia da turbina e o guia/escora do gerador. A montagem de gerador é coaxial com a turbina, portanto o gerador tem o eixo do seu rotor vertical, (turbinas Francis e Kaplan). Segue-se que todo o peso do gerador é aplicado no mancal de escora/guia.

- aplicar freios. Os freios são necessários na partida para evitar que a máquina gire devido a fuga de água nas palhetas antes de ser ligada a bomba de óleo lubrificante do mancal de escora. O freio também levanta a máquina, permitindo a entrada de óleo lubrificante com a máquina parada;

- partir a bomba de alta pressão, responsável pela pré-lubrificação do mancal de escora que é feita por injeção de óleo sob pressão. Esta bomba será parada quando a máquina atingir rotação > 90 % da nominal. Notar que com rotação acima de 30 a 50 % da nominal ocorre a auto-lubrificação do mancal de escora, não precisando mais de injeção de óleo sob pressão. Quando a pressão de óleo não consegue ser estabelecida pela bomba principal é dada a partida da bomba reserva.

- energização do relê 4X (Fig. 5.4.1-2f) que continuará a partida da máquina.

O relê 4X dará início as seguintes ações (Fig. 5.4.1-2g):

- rearmar o circuito detetor de deslocamento do eixo;
- desaplicar os freios;
- abrir a válvula de bloqueio do óleo do regulador hidráulico no tanque de pressão;
- operar válvula para retirar travas automáticas do distribuidor;
- rearmar válvulas de parada;
- ativar o circuito de partida automática do regulador de velocidade.

Neste ponto o regulador de velocidade abre adequadamente o distribuidor para levar a máquina até a velocidade próxima da nominal. Fica também liberado o início da excitação da máquina para poder ser provida a tensão.

5.4.2 Sincronização

A próxima etapa é a colocação de tensão na máquina e a sincronização desta para com o sistema.

As seqüências para estes objetivos estão indicadas na Fig. 5.4.2-1a até 5.4.2-1c.

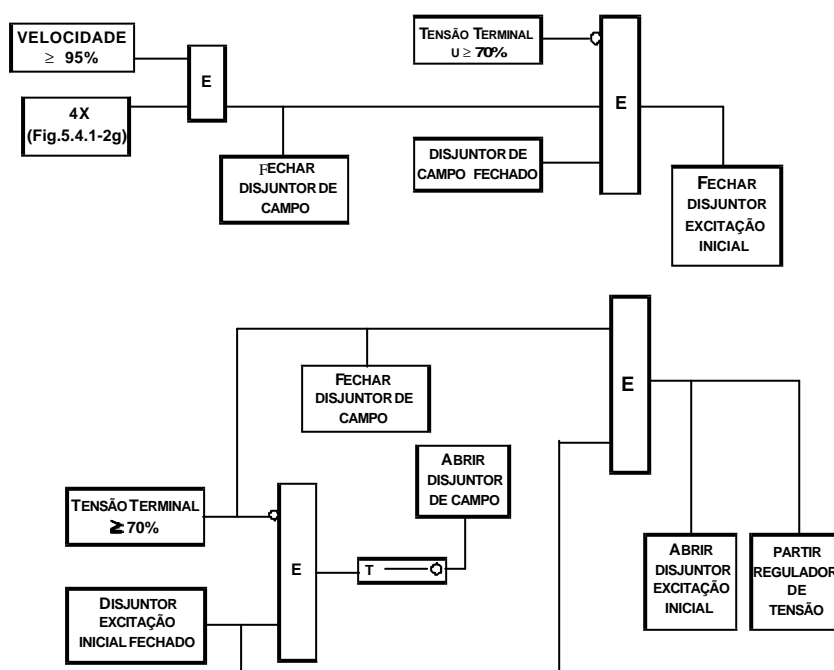


Fig. 5.4.2-1a Atuação no disjuntor de campo e de excitação inicial

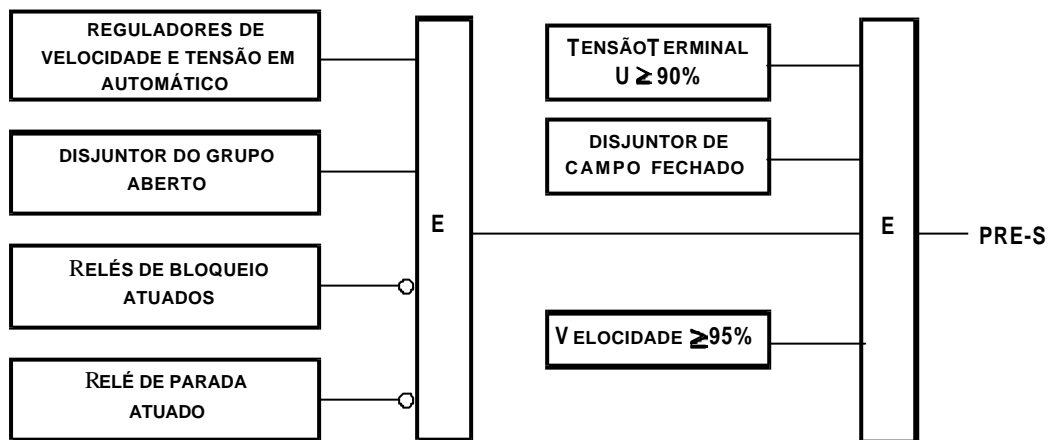


Fig. 5.4.2-1b Pré-condições para sincronização

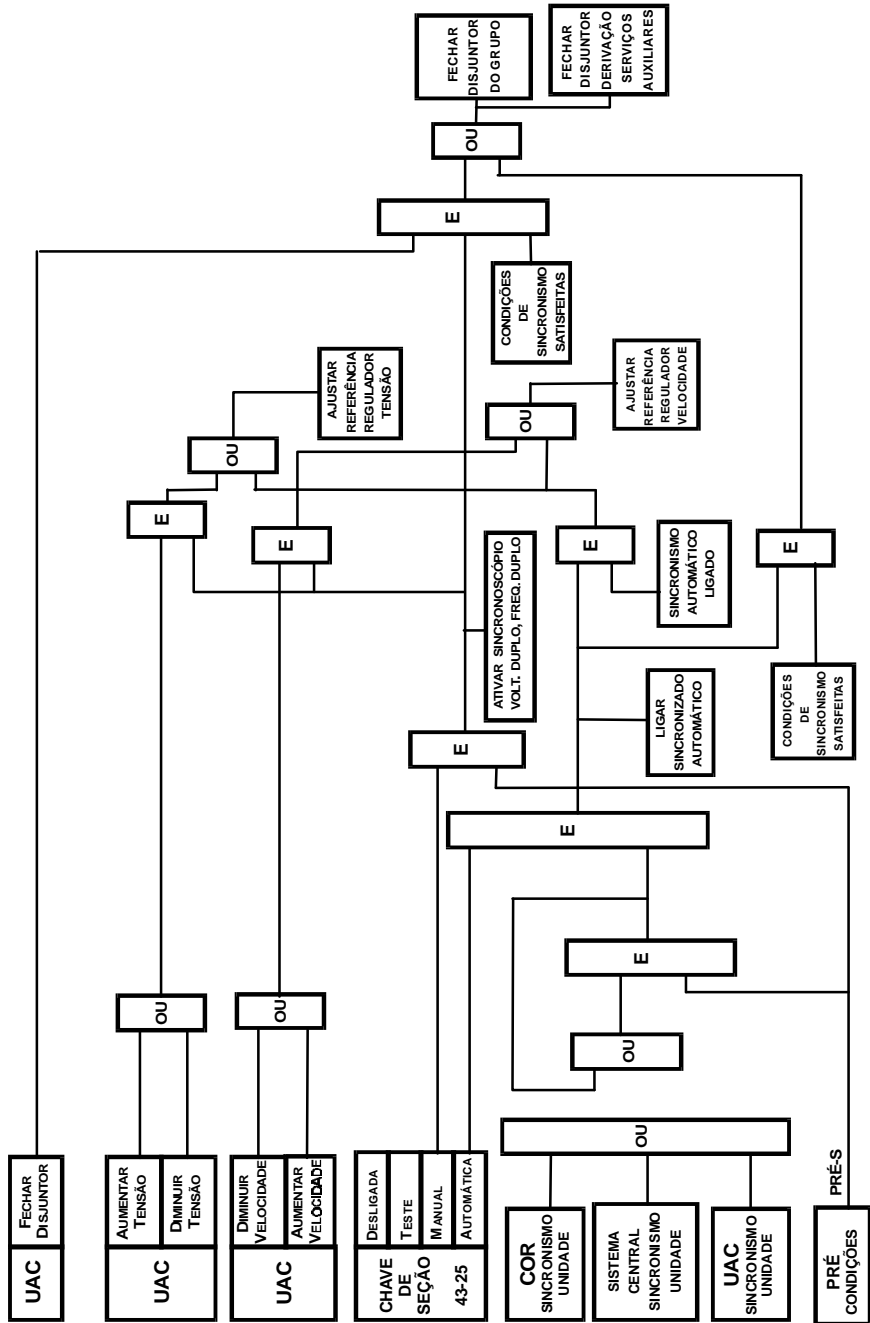


Fig. 5.4.2-1c Sincronização final

Nestes diagramas as seguintes ações são indicadas:

- fechar o disjuntor de campo, se velocidade $\geq 95\%$ da nominal;
- fechar o disjuntor de excitação inicial, se a tensão nominal for $\leq 70\%$ da nominal.

Isto ocorre pelo fato da corrente de excitação da máquina vir dos seus terminais. Assim, para estabelecer uma tensão inicial na máquina é preciso ligar no campo do gerador um circuito de corrente contínua vindo dos serviços auxiliares. Quando a tensão nos terminais da máquina estiver acima de 70% o disjuntor de excitação inicial é desligado e a máquina passa a fornecer sua própria corrente de excitação (Fig. 5.4.2-2).

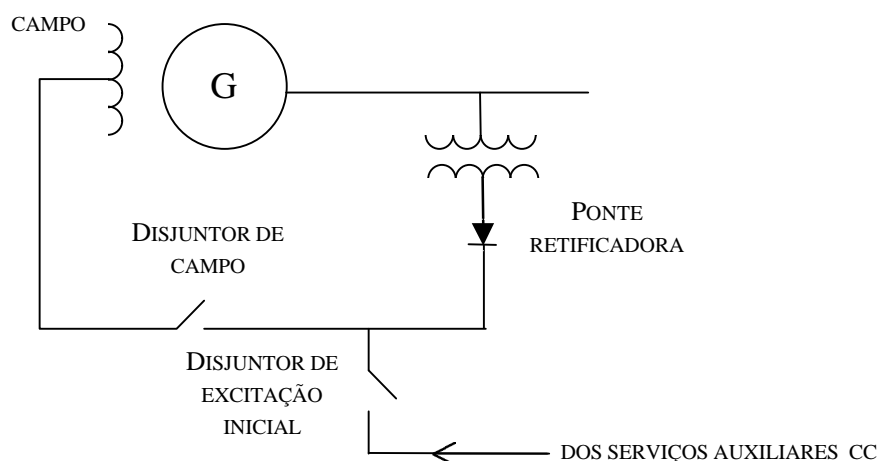


Fig. 5.4.2-2 Excitação do gerador

A etapa seguinte é a sincronização da máquina na rede. Na Fig. 5.4.2-1b estão mostrados os pré-requisitos para esta ação podendo-se destacar: tensão $\geq 90\%$, e o regulador de tensão e velocidade na posição automática.

Na Fig. 5.4.2-1c é mostrada a finalização do processo. Notar que automaticamente ocorre a ativação do sincronoscópio, dos voltímetros e dos freqüencímetros quando em operação manual, e do sincronizador automático quando em operação automática. Na operação manual é preciso comandar gradualmente o ajuste de tensão e velocidade e após satisfeita as condições de sincronismo, acionar o comando de fechamento do disjuntor do grupo. Na operação automática, as referências dos reguladores são ajustadas automaticamente até atingir as condições de sincronismo e o comando de fechamento do disjuntor é diretamente acionado.

5.4.3 Parada da máquina

O processo de parada é o inverso daquele de partida e está representado na Fig. 5.4.3-1a até a Fig. 5.4.3-1c.

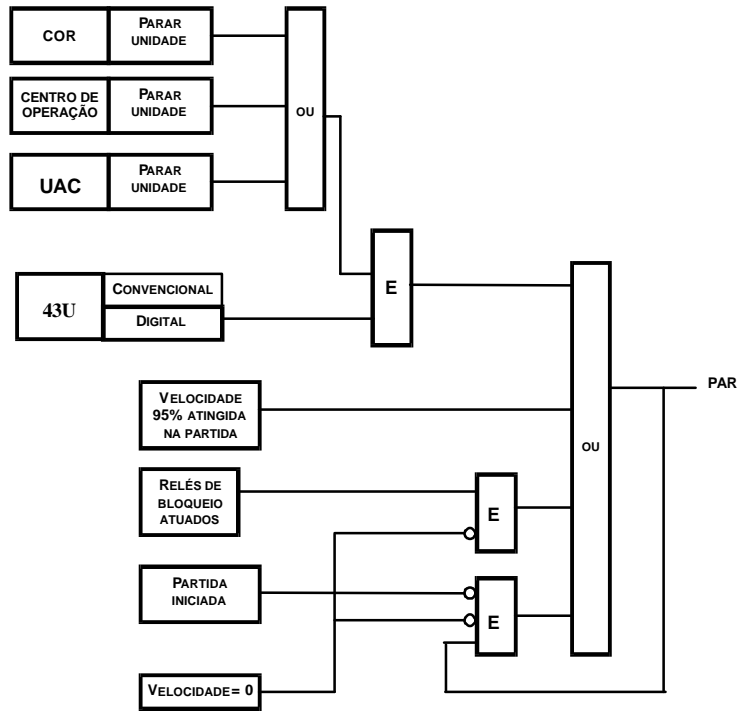


Fig. 5.4.3-1a Comando de Parada

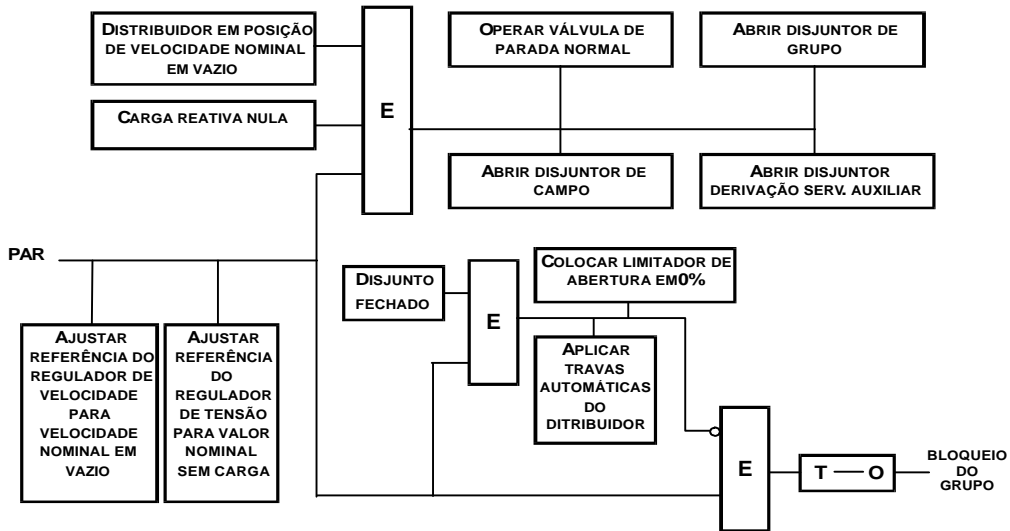


Fig. 5.4.3-1b Acionamentos até o bloqueio do grupo

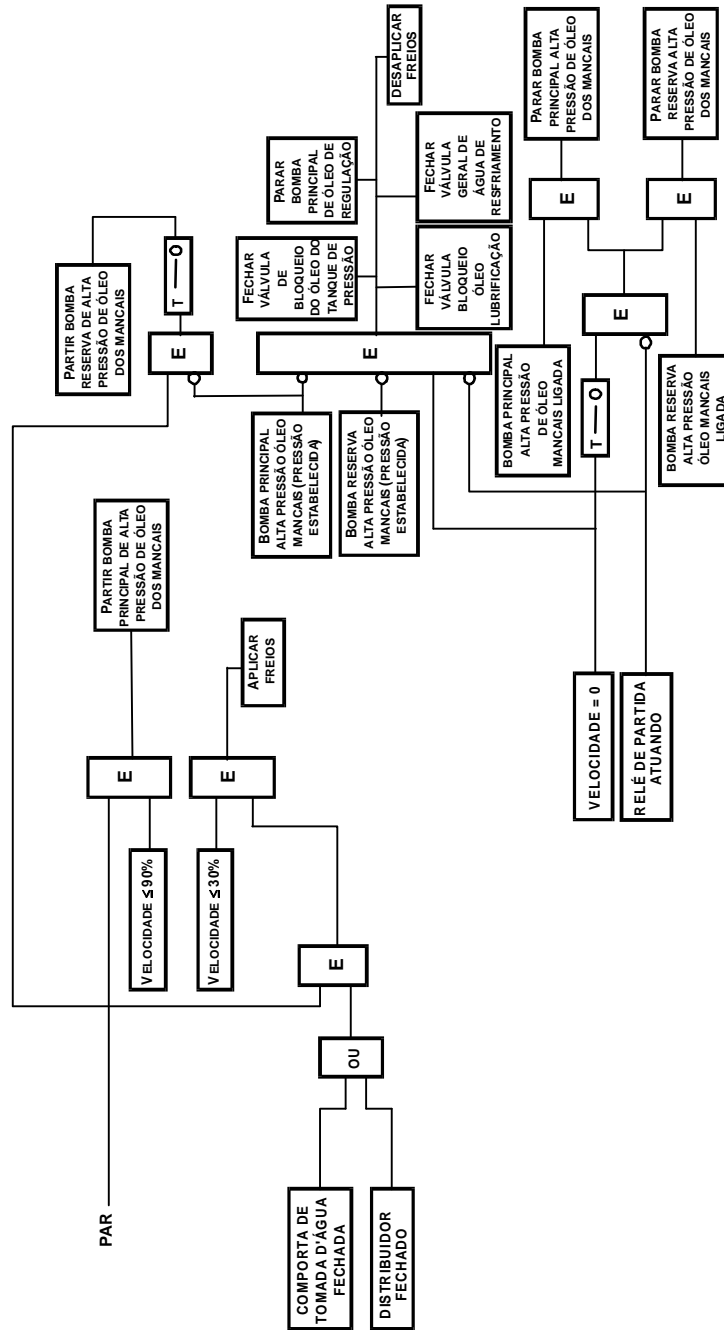


Fig. 5.4.3-1c Parada de equipamentos auxiliares

5.4.4 Proteções e bloqueio do grupo

Nas figuras 5.4.4-1a até 5.4.4-1g estão apresentados os reles de bloqueio, rearmes, e atuações concomitantes com sua operação.

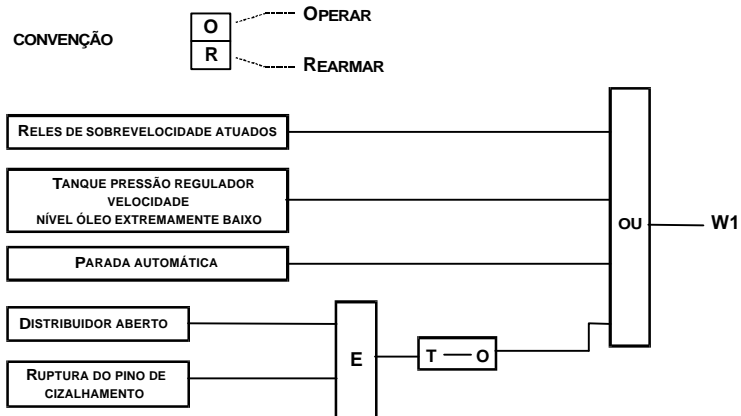


Fig. 5.4.4-1a Início do bloqueio

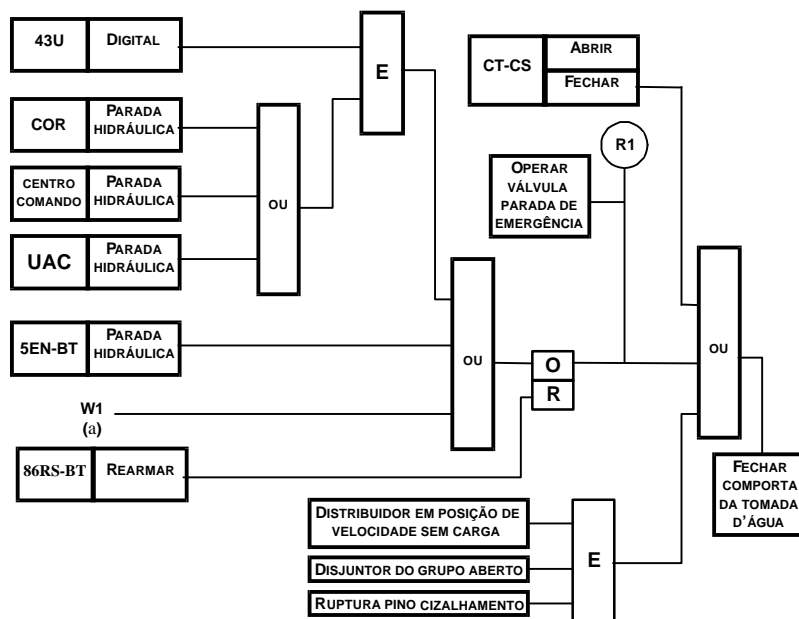


Fig. 5.4.4-1b Comandos (parada, rearmar, fechar comporta)

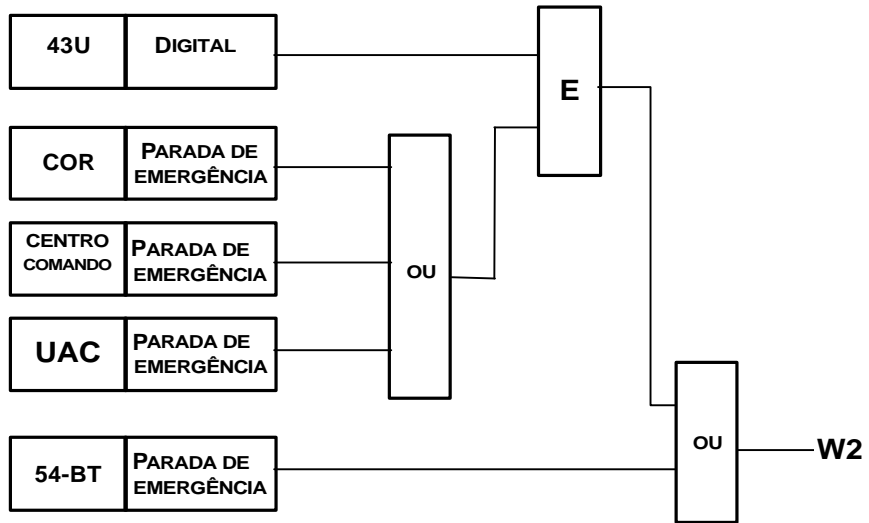


Fig. 5.4.4-1c Parada de emergência

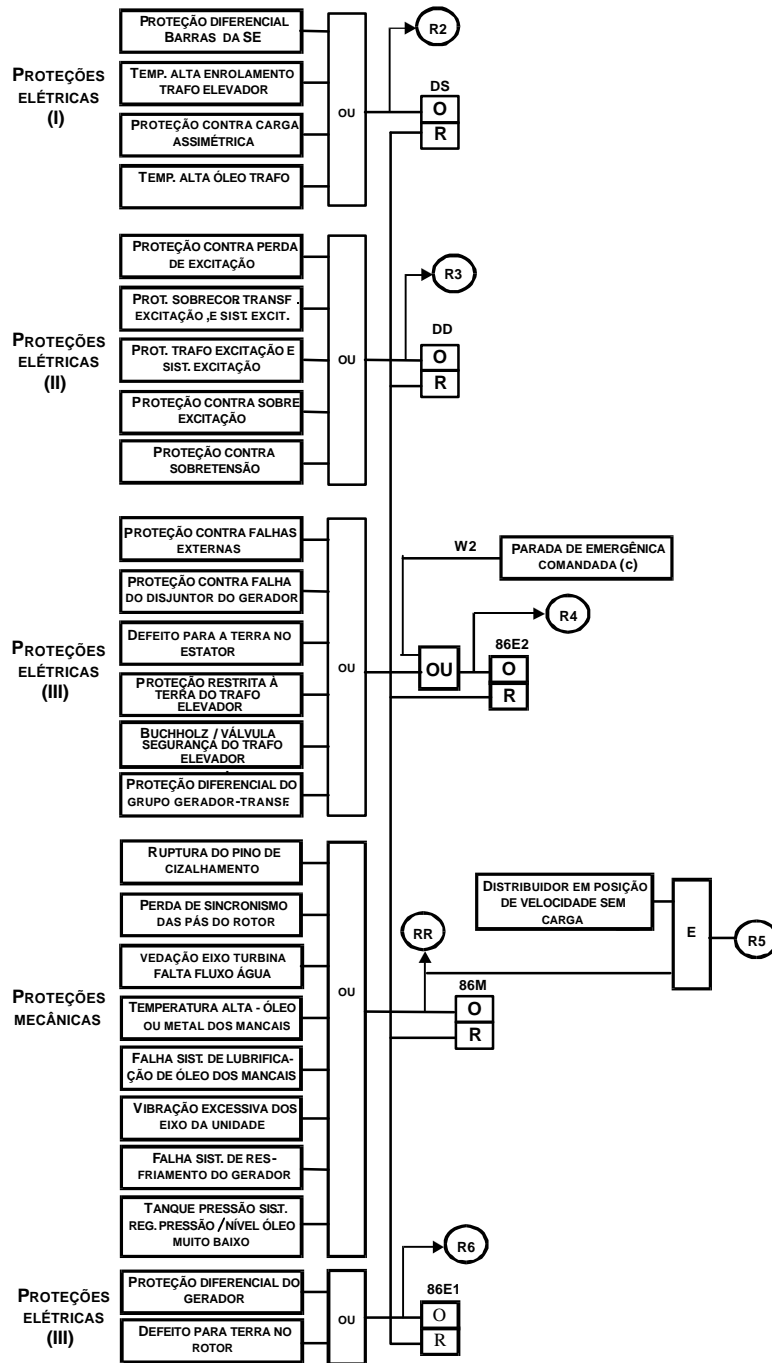


Fig. 5.4-1d Relés de bloqueio

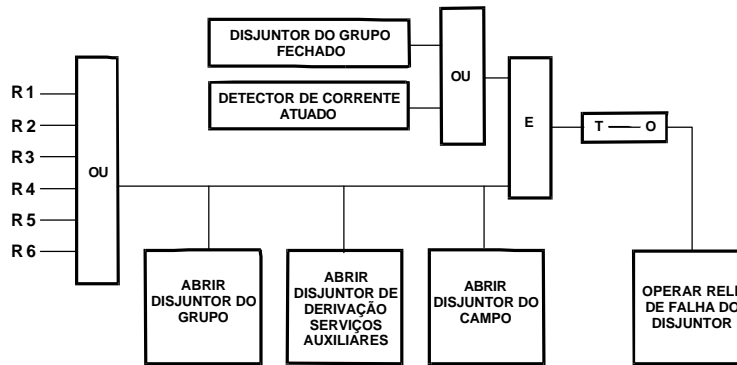


Fig. 5.4.4-1e Isolação do grupo

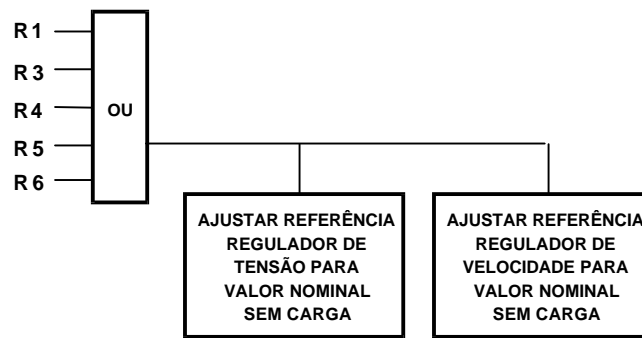


Fig. 5.4.4-1f Atuação no disjuntor do grupo

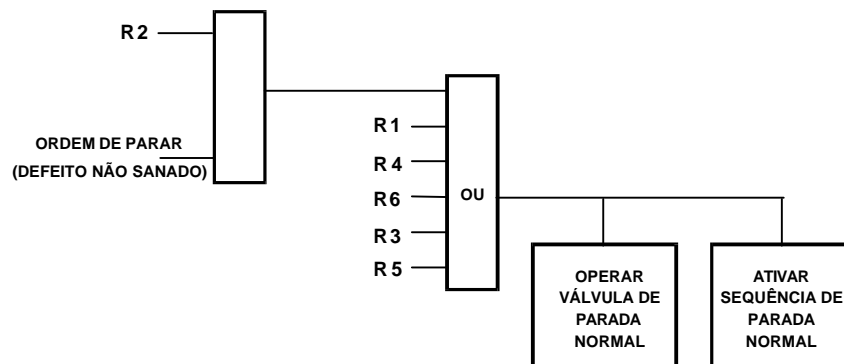


Fig. 5.4.4-1g Ativação de seqüência de parada normal

5.5 SUBSISTEMAS AGREGADOS

Nas grandes usinas, subsistemas independentes que podem mesmo ser operados isoladamente são interligados ao sistema digital geral de automação.

A troca de dados entre o sistema geral e os subsistemas é feita por canais de comunicação de dados preservando a independência entre eles.

Na Fig. 5.5-1 está apresentada uma ilustração exemplo sobre o tema.

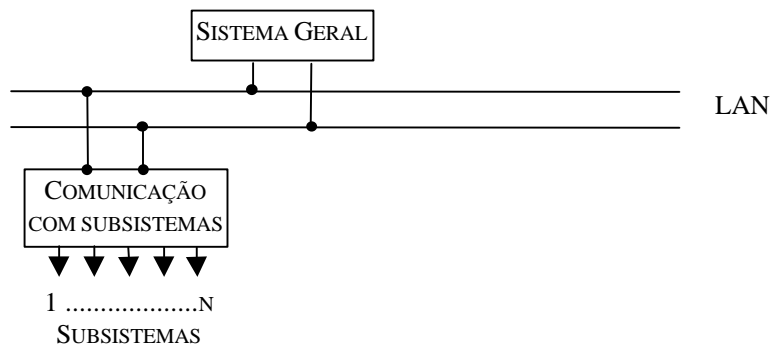


Fig. 5.5-1 Inter-relacionamento entre sistemas na usina

Alguns destes subsistemas são listados a seguir:

- Subsistema de hidro meteorologia: para a supervisão da rede de linígrafos e pluviômetros instalados na bacia hidrográfica da usina;
- Subsistema de monitoração *on-line* dos geradores: composto de sensores que medem a temperatura, as vibrações, as descargas parciais e o tamanho do entreferro das máquinas, para identificar a ocasião para manutenção;
- Subsistema de segurança da barragem: usado para a supervisão de esforços mecânicos nos vários pontos da barragem.

5.6 PONTOS DE MONITORAÇÃO E CONTROLE

A quantidade de pontos de monitoração e controle em uma usina hidroelétrica é bastante grande, principalmente quando a partida e parada são executadas pelo sistema digital nas suas várias etapas.

A ordem de grandeza destes pontos, para uma usina hidroelétrica com 6 geradores, subestação elevadora com 4 saídas de linhas, proteção convencional monitorada, e com aquisição de dados redundante é:

- Entrada digitais: 11000
- Entradas digitais para seqüência de eventos: 1200
- Entradas analógicas: 800
- Saídas digitais: 2800

No anexo 2 apresenta-se uma lista de pontos para um grupo gerador transformador, serviços auxiliares CA e vertedouro. Para compor todos os pontos da usina é preciso acrescentar aqueles dos serviços auxiliares CC, da subestação elevadora e da eventual eclusa.

5.7 EXEMPLO DE IHM PARA AUTOMAÇÃO DE USINAS

5.7.1 Usina hidroelétrica

Utilizando-se o programa In Touch foi desenvolvida a IHM para uma usina hidroelétrica [5-2]. Este projeto é composto de 3 partes: medição e supervisão de equipamentos; proteção e sua monitoração; e partida parada sincronização e bloqueios.

a) medições e supervisão de equipamentos

Na usina deste projeto existem 2 geradores de 20 MVA, uma subestação com 4 linhas de 138 kV e um transformador 138/13,8 kV.

A tela principal (Fig. 5.7.1-1), mostra o unifilar da subestação elevadora com os vários equipamentos (disjuntores, seccionadores, transformadores). Nesta tela aparecem as medições principais, os estados dos equipamentos, e um botão que acionado mostra a relação de todas as telas existentes no sistema. Levando o cursor e clicando sobre o objeto (linhas, geradores, Tc) aparece a tela com as medições correspondentes a este.

Como no sistema apresentado para subestação (capítulo 4), pode-se operar os disjuntores e chaves usando o *mouse*.

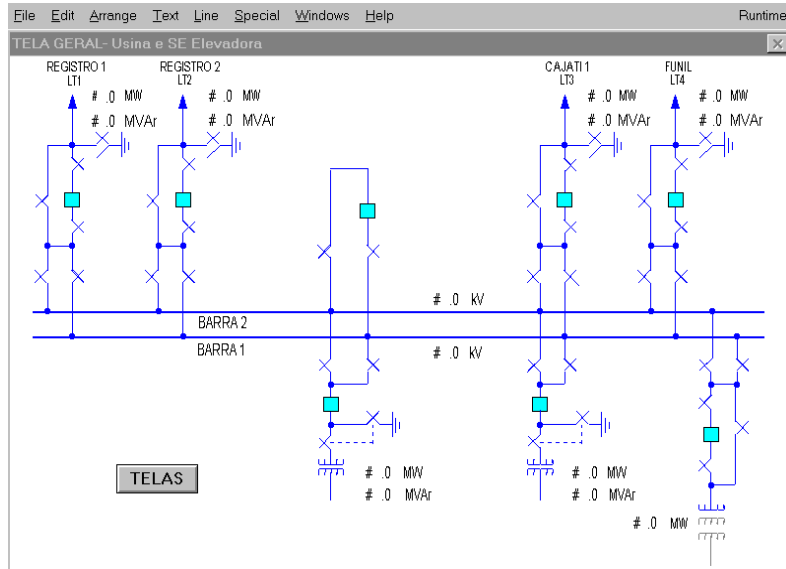


Fig. 5.7.1-1 Tela geral – usinas hidroelétricas

Na Fig. 5.7.1-2 é mostrada a tela geral da subestação 13,8 kV contendo 3 alimentadores e um transformador 13,8/33 kV e a linha 33 kV.

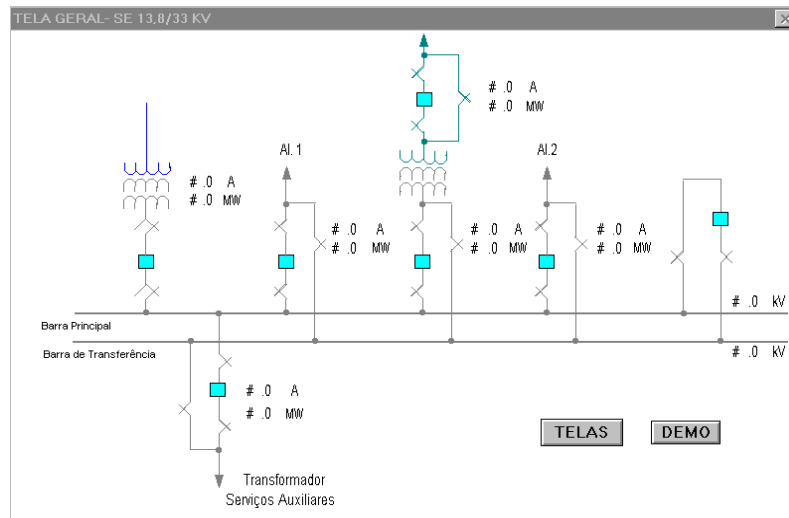


Fig. 5.7.1-2 Tela geral – subestação 13,8 kV e 33 kV

Nas Fig. 5.7.1-3 a 5.7.1-7, aparecem os detalhes das medições no vão de linha, de gerador, alimentador 13,8 kV e dos serviços auxiliares CA e CC.

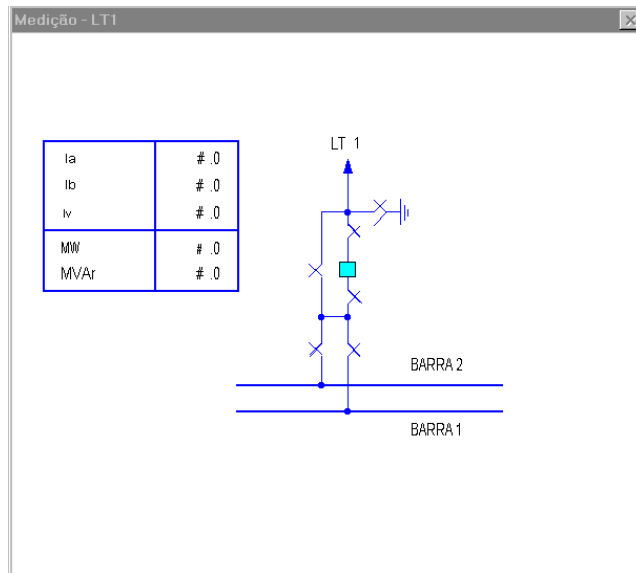


Fig. 5.7.1-3 Medição nas linhas de 138 kV

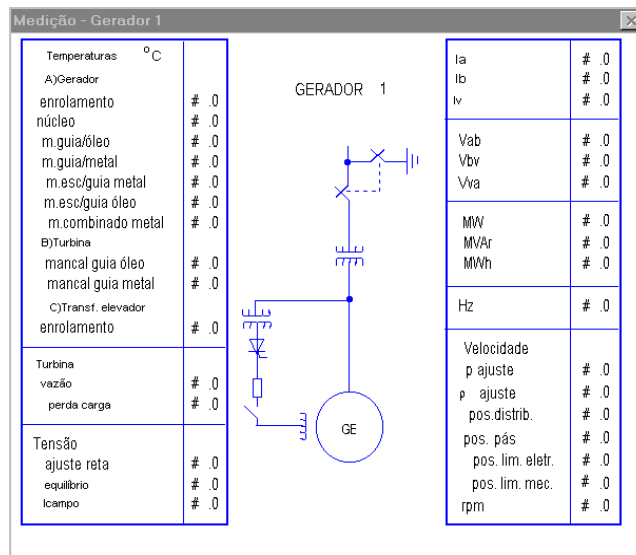


Fig. 5.7.1-4 Medição nos geradores

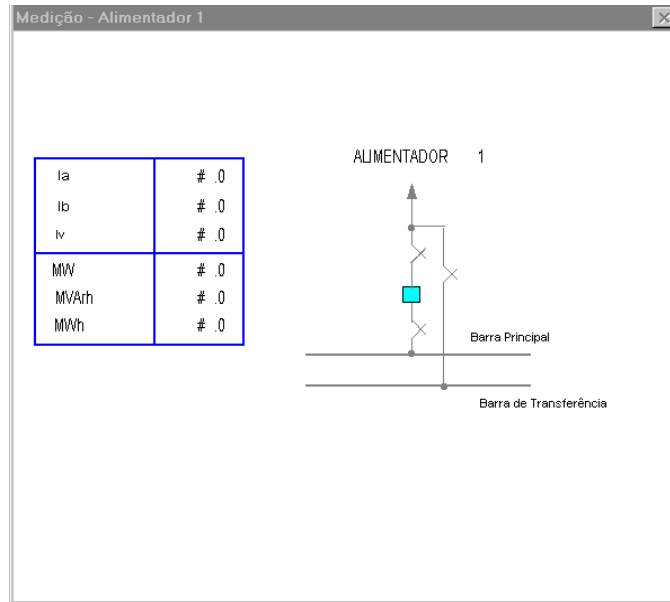


Fig. 5.7.1-5 Medição nas linhas de 13,8 kV

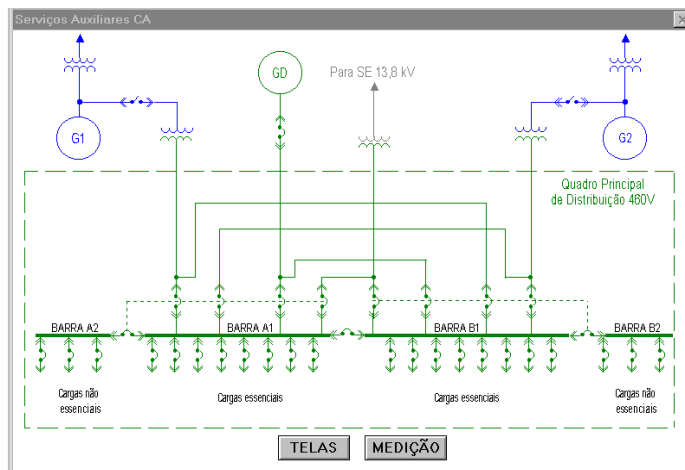


Fig. 5.7.1-6 Medição nos serviços auxiliares CA

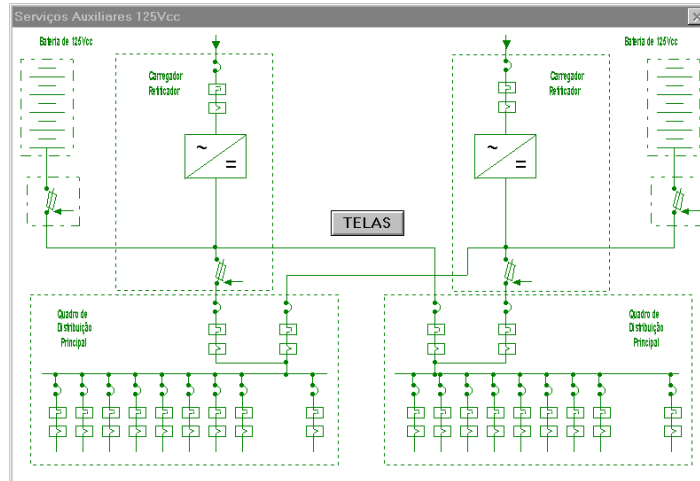


Fig. 5.7.1-7 Medição nos serviços auxiliares CC

Na Fig. 5.7.1-8 aparece a tela para operação das comportas do vertedouro.

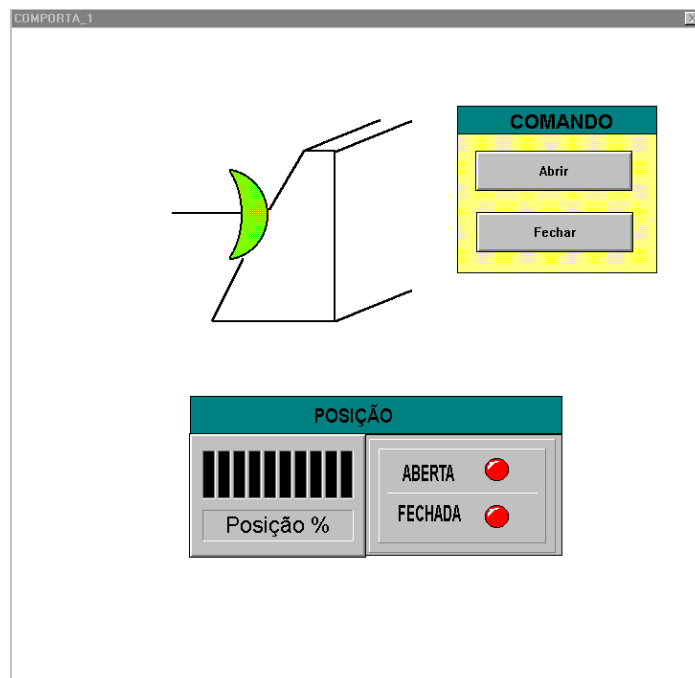


Fig. 5.7.1-8 Vertedouro

Existe no sistema uma tela de ajuda “intertravamentos (help)” para o operador verificar intertravamentos. Quando numa tela, é comandada a operação de uma chave, aparece uma janela com botões: “fechar, abrir, cancelar, intertravamento e help”.

Se o operador executar uma manobra cujo intertravamento não nos permite a execução, aparece uma mensagem indicando a proibição. Ele deve pois repetir a operação, porém na janela ele deve desta vez acionar o botão “intertravamentos – help”.

Aparece então o menu “help” onde, pode-se examinar os condicionantes de operação de todas as chaves (Fig. 5.7.1-9 e Fig. 5.7.1-10).

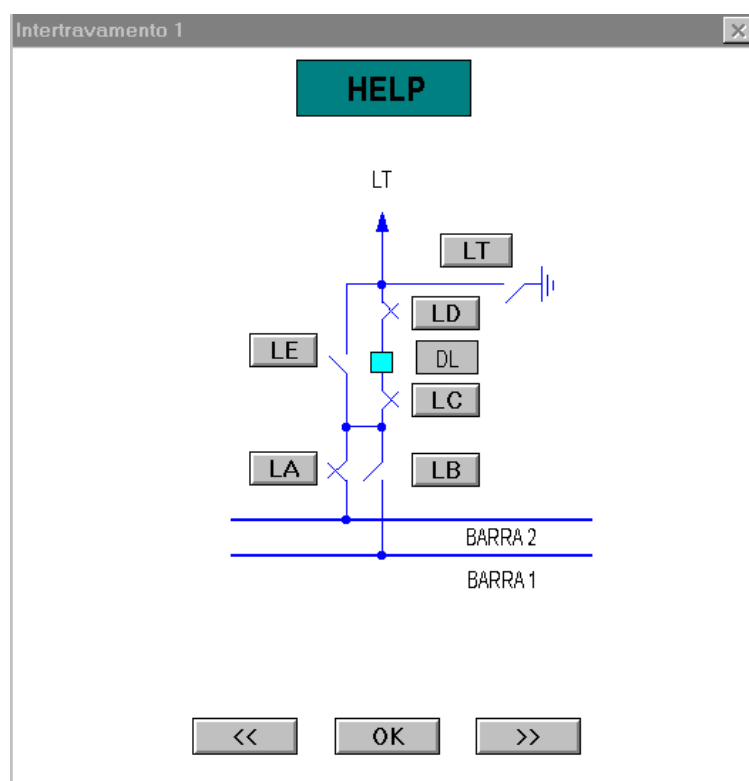


Fig. 5.7.1-9 Opções de ajuda - intertravamentos

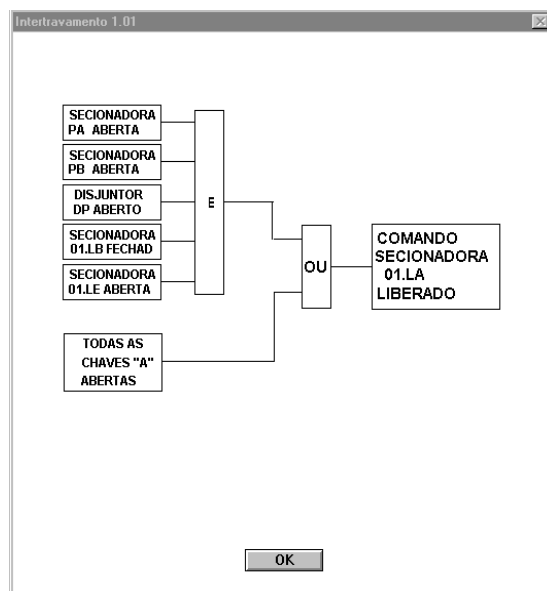


Fig. 5.7.1-10 Exemplo de intertravamento

b) Proteções

Nesta parte do projeto a tela inicial (Fig. 5.7.1-11) contém o unifilar da usina, e ao lado de cada vão uma lâmpada que ao mudar de verde para vermelha indica atuação de um relê. Posicionando e clicando o *mouse* sobre o vão aparece a tela com os relés existentes no vão, e cores indicando o estado dos relés.

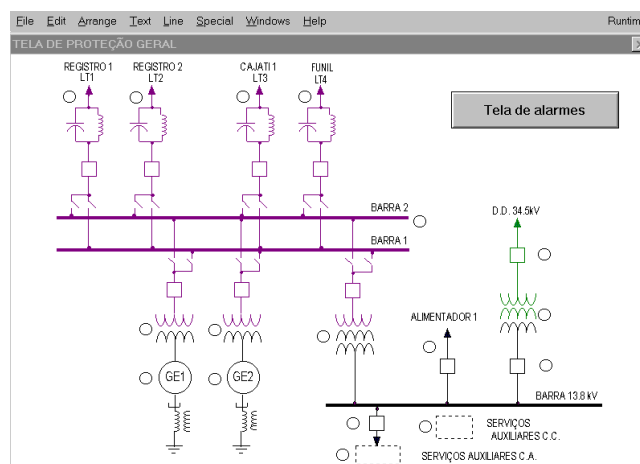


Fig. 5.7.1-11 Tela geral para monitoração das proteções

Na Fig. 5.7.1-12 a Fig. 5.7.1-19 aparecem as telas respectivas do vão de linha 138 kV, transformador elevador, transformador de 3 enrolamentos, gerador, alimentador 13,8 kV, linha 33 kV, o serviços auxiliares CA e CC.

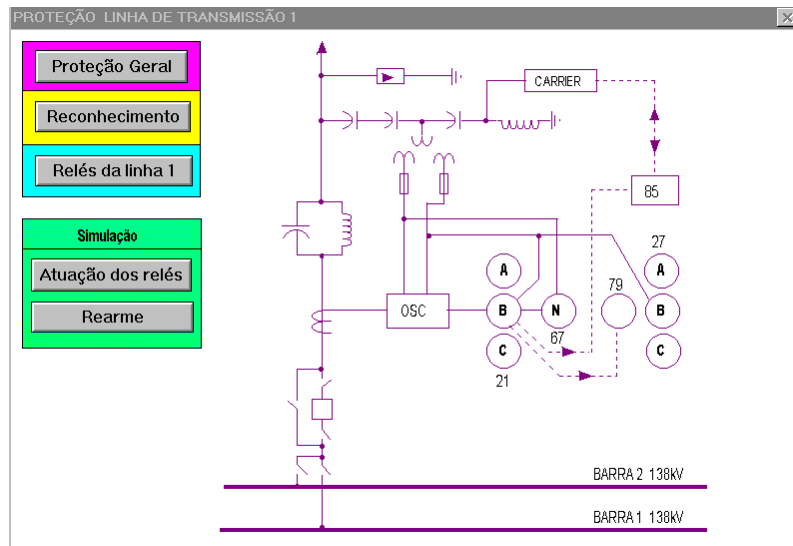


Fig. 5.7.1-12 Proteção das linhas de 138 kV

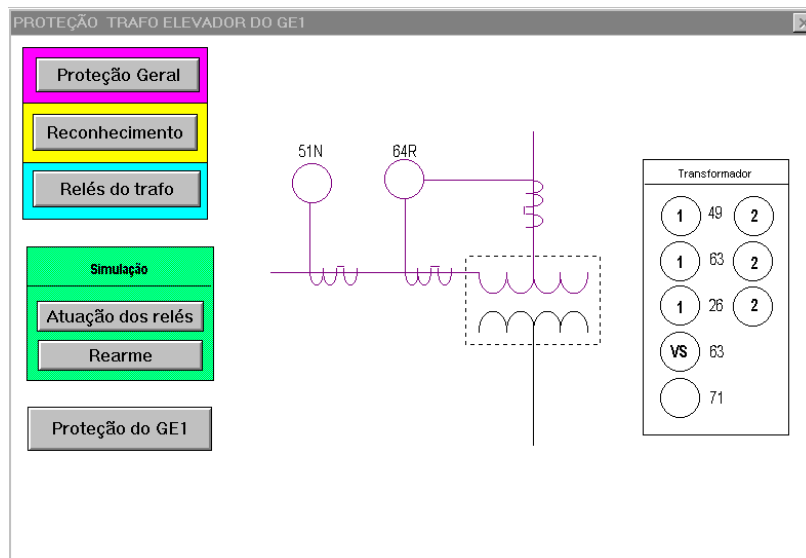


Fig. 5.7.1-13 Proteção dos transformadores elevadores

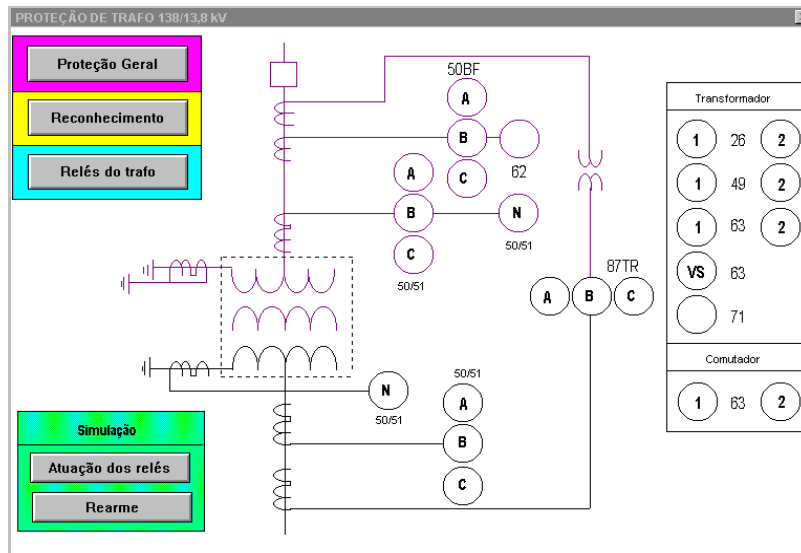


Fig. 5.7.1-14 Proteção dos transformadores 138/13,8 kV

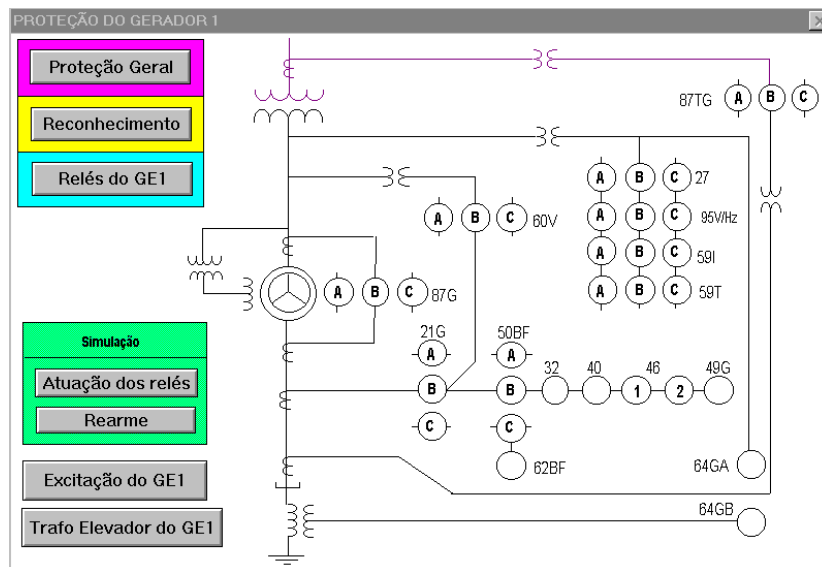


Fig. 5.7.1-15 Proteção dos geradores

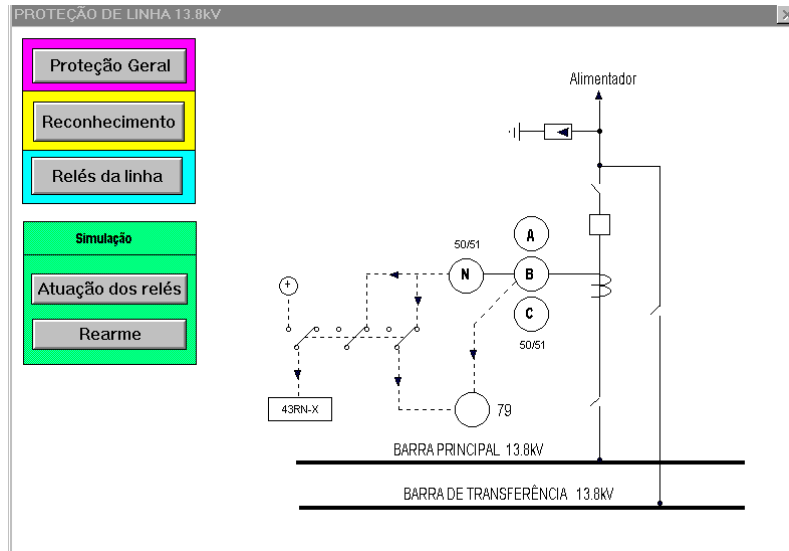


Fig. 5.7.1-16 Proteção das linhas de 13,8 kV

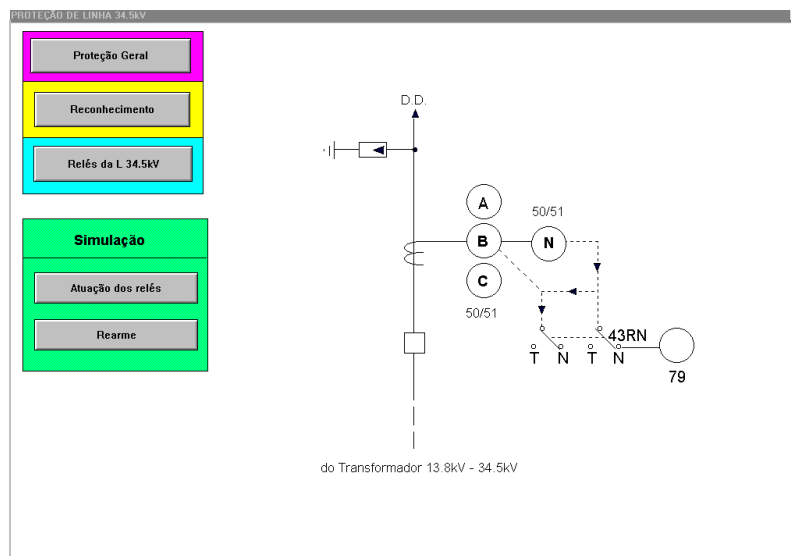


Fig. 5.7.1-17 Proteção das linhas de 33 kV

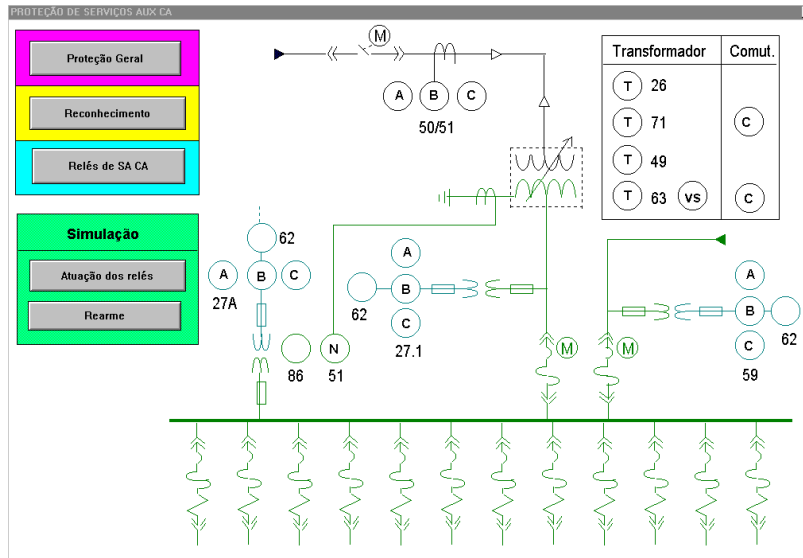


Fig. 5.7.1-18 Proteção dos serviços auxiliares CA

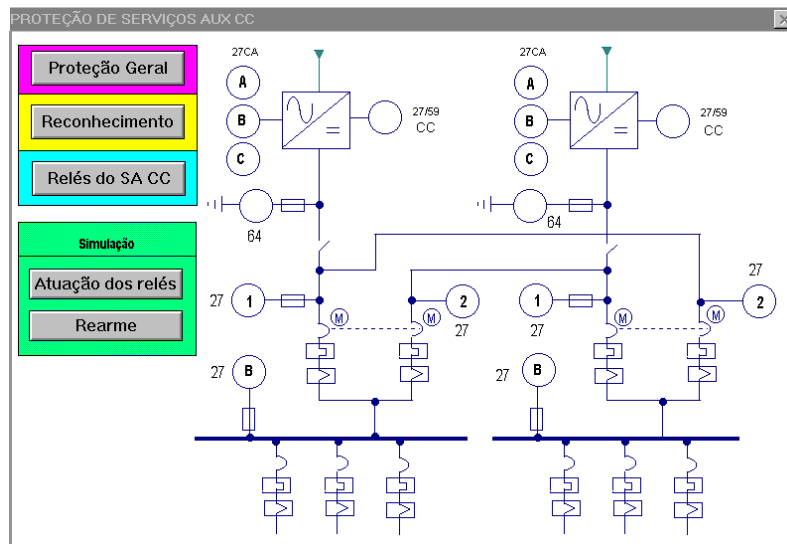


Fig. 5.7.1-19 Proteção dos serviços auxiliares CC

A informação sobre operação do relê pode também ser vista na forma de painel em outra tela de alarmes (Ex.: Fig. 5.7.1-20).

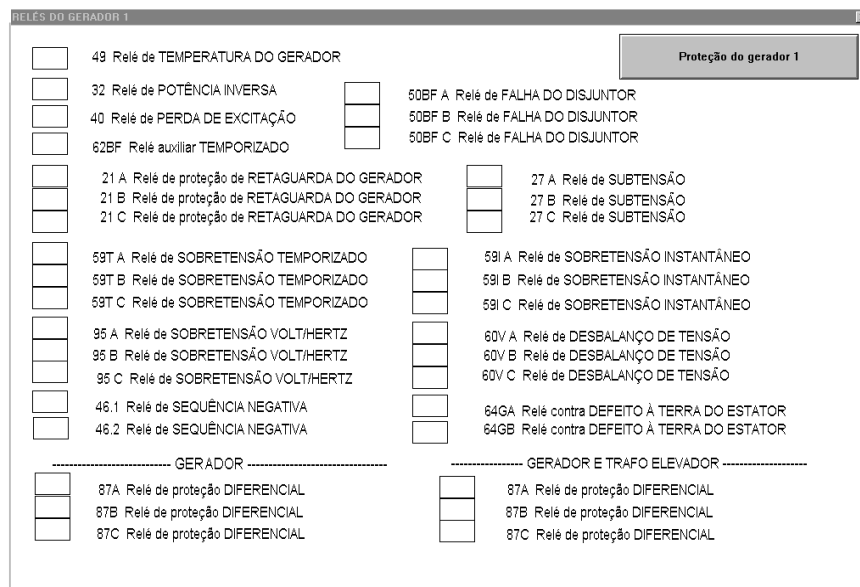


Fig. 5.7.1-20 Reles de proteção dos geradores

Em qualquer tela quando o relê não está atuado seu símbolo é preenchido com cor verde. Durante a atuação, a cor do símbolo muda para vermelho/amarelo piscando.

Para reconhecer o alarme o operador deve clicar sobre o símbolo, quando este pára de piscar e passa a ter cor lilás. Através de um botão pode-se rearmar os reles e então a cor do símbolo retorna a verde. Complementando, no sistema existe um tela com o sumário (listagem) dos reles operados.

c) Partida / parada / sincronização e bloqueios

Nesta parte do sistema aparece inicialmente uma tela (Fig. 5.7.1-21) com a indicação dos geradores e seus estados, e botões para partir ou parar cada grupo.

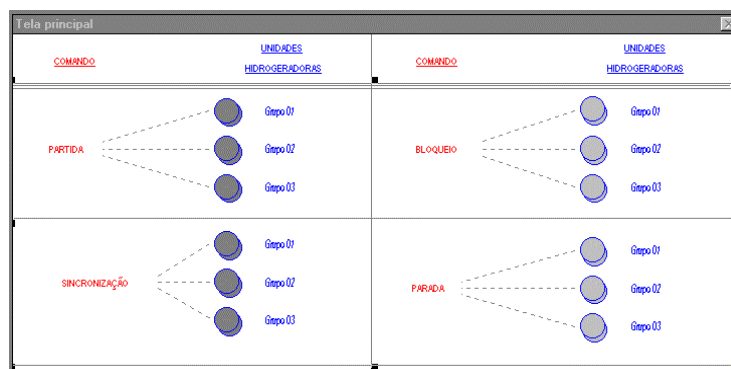


Fig. 5.7.1-21 Tela inicial de partida

Acionado o comando, ocorrem automaticamente as várias fases da partida/parada. Foram concebidas telas na forma de esquema funcional, como os das Figuras 5.4.1-2, 5.4.2-1, 5.4.3-1, 5.4.4-1. Conforme progredirem os automatismos os respectivos blocos mudam de cor indicando o sucesso da etapa.

Quando uma etapa tem impedimento, o automatismo é interrompido e o bloco onde ocorre a falha fica com cor vermelha orientando assim o operador. Nas Fig. 5.7.1-22 a 5.7.1-24 são apresentadas algumas telas como exemplo.

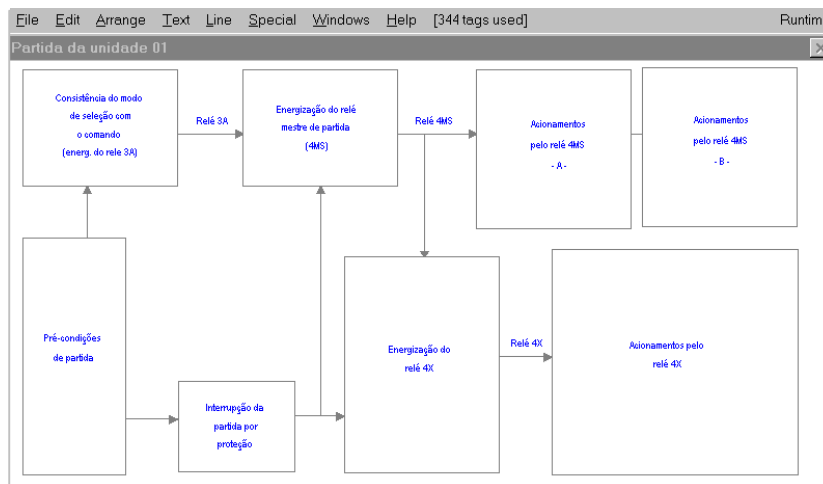


Fig. 5.7.1-22 Tela com os blocos de automatismo na partida

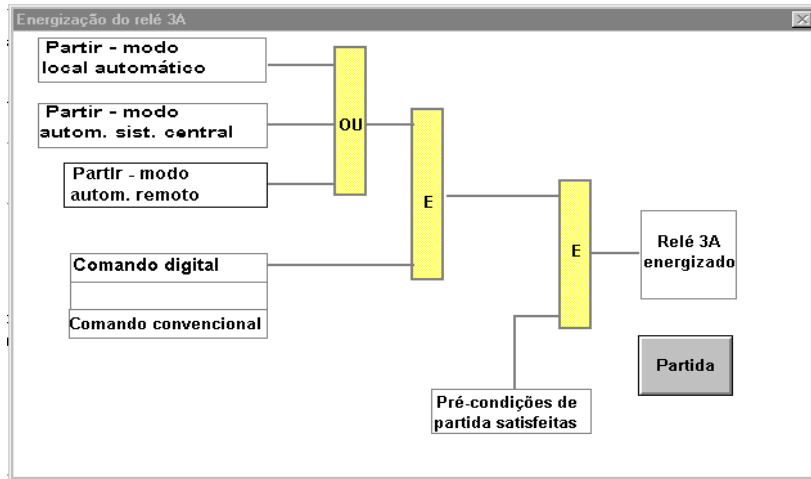


Fig. 5.7.1-23 Exemplo de tela para partida energização do relé 3A

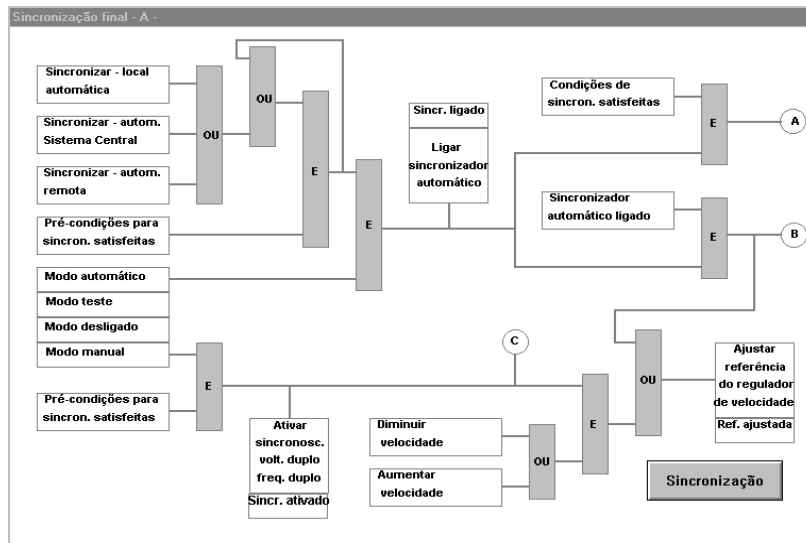


Fig. 5.7.1-24 Exemplo de tela para sincronização

5.7.2 Usina térmica

De forma semelhante foi desenvolvido um sistema para supervisão geral de uma usina térmica a óleo [5-3].

Na Fig. 5.7.2-1 está apresentada a tela inicial onde observa-se a caldeira, turbina (de 1 estágio), gerador, circuito de vapor e do óleo lubrificante. Na parte superior aparecem 4 botões que acionados mostram as telas correspondentes.

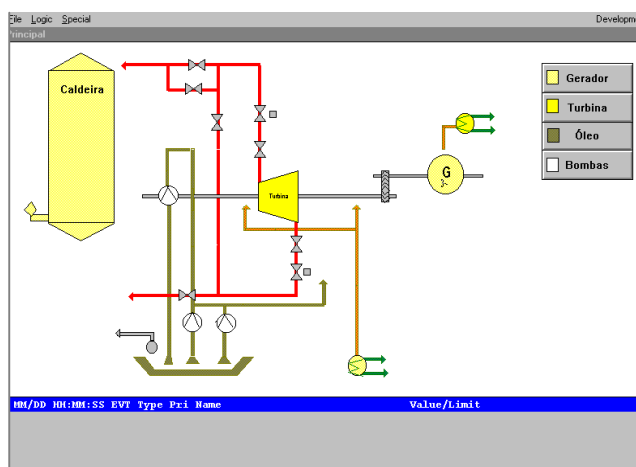


Fig. 5.7.2-1 Tela geral – usina termoelétrica

Na Fig. 5.7.2-2 aparece a tela do gerador, onde os valores analógicos são mostrados por símbolos, que guardam uma semelhança com os medidores convencionais (amperímetros, voltímetros e termômetros).

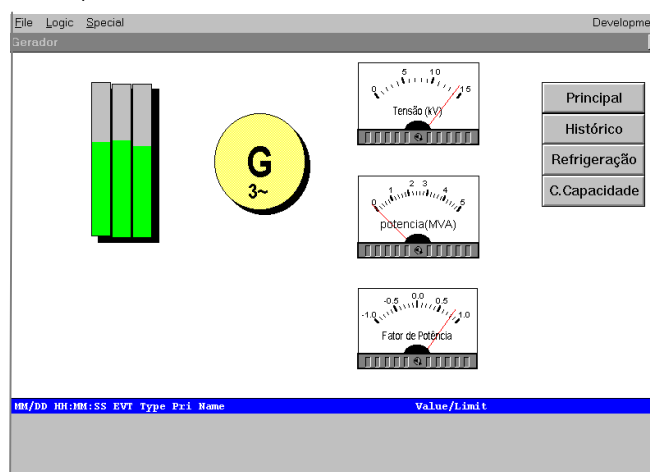


Fig. 5.7.2-2 Tela para monitoração das variáveis do gerador

Desta tela pode-se chamar uma página com o gráfico de tendências de variáveis, ou o circuito de refrigeração dos mancais (Fig. 5.7.2-3) ou o diagrama de capacidade. Quando o diagrama de capacidade é solicitado o programa MS EXCEL chamado e nele aparecerá o diagrama P-Q (potência ativa - reativa) com os limites de operação, do gerador e um ponto indicando a situação atual (P_0 , Q_0).

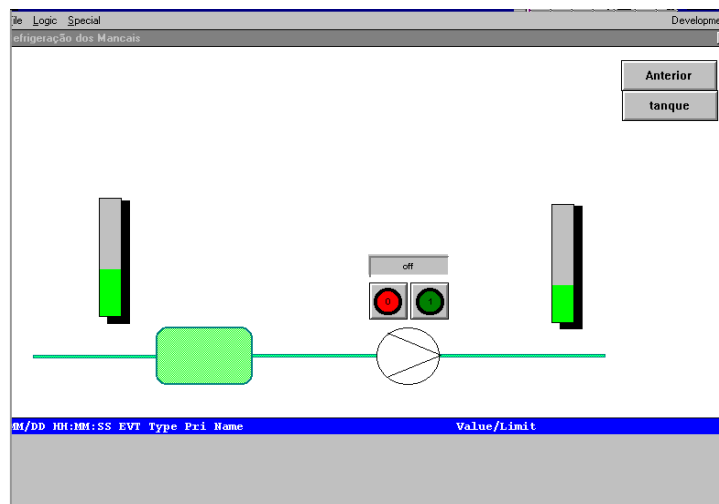


Fig. 5.7.2-3 Tela para monitoração do circuito de refrigeração dos mancais

Clicando no botão turbina aparece a tela da Fig. 5.7.2-4 com as indicações de valores de variáveis da turbina e no circuito de vapor.

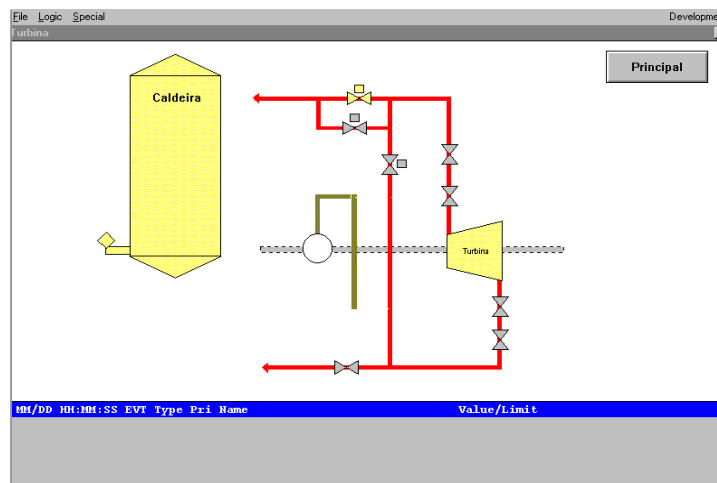


Fig. 5.7.2-4 Tela para monitoração das variáveis do circuito de vapor

A tela relativa ao óleo de lubrificação dos mancais está indicada na Fig. 5.7.2-5.

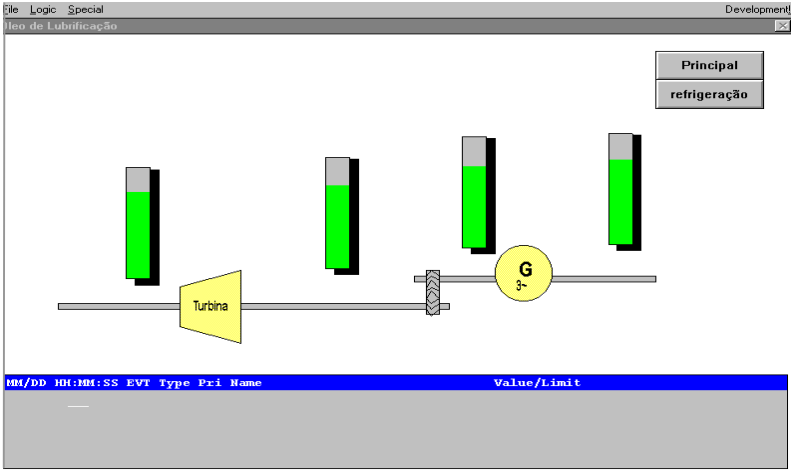


Fig. 5.7.2-5 Tela para monitoração das variáveis do óleo de lubrificação

Desta tela pode-se mostrar a tela de refrigeração dos mancais (Fig.5.7.2-3.).

Na Fig. 5.7.2-6 é mostrada a tela para indicar a situação do tanque de refrigeração do gerador.

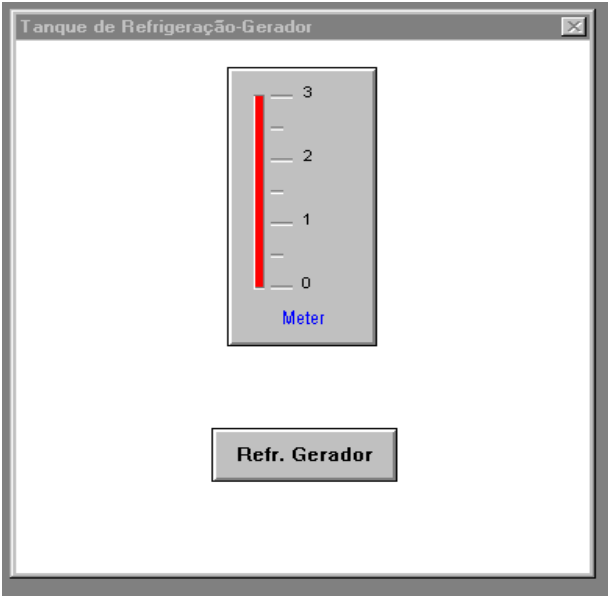


Fig. 5.7.2-6 Refrigeração do gerador

Por último existe a tela com informações das bombas de acionamento do óleo de lubrificação. Nos símbolo das bombas foi colocado uma foto das mesmas (Fig. 5.7.2-7).

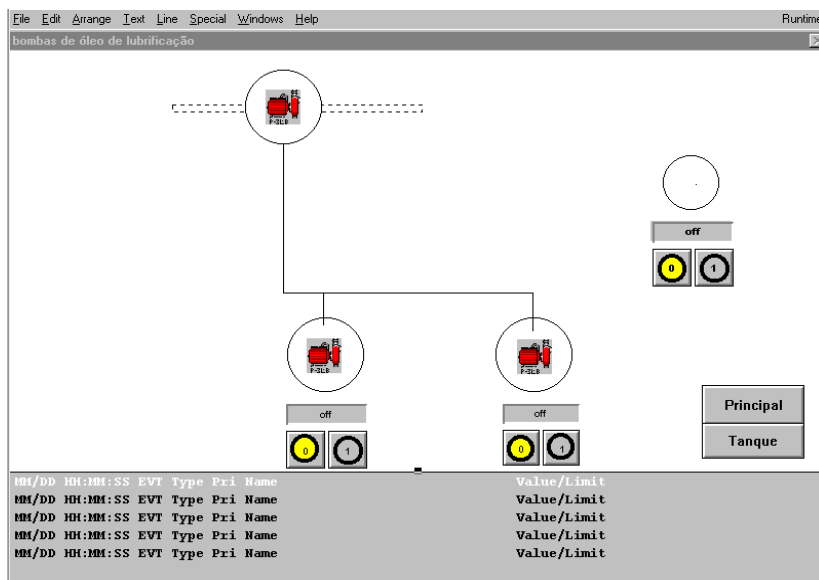


Fig. 5.7.2-7 Bombas de óleo de lubrificação

CAPÍTULO 6

AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1 INTRODUÇÃO

A Distribuição de energia elétrica envolve atividades multidisciplinares integradas incluindo engenharia, gerenciamento, comercialização e administração.

Por outro lado enquanto que a geração e transmissão cuidam de poucas grandes obras, a Distribuição cuida de muitas pequenas obras, e portanto a sua engenharia tem enfoque diferente.

As diretorias de Distribuição das concessionárias contém departamentos para cuidar de: construção, projeto, operação, comercialização e manutenção. Para executar suas atividades estes departamentos dispõem de sistemas computacionais.

A Automação da Distribuição, ou Informatização da Distribuição constitui-se então, na integração destes sistemas digitais de forma que utilizem dados comuns, mas que mantenham sua independência e privacidade. Este sistema de Automação da Distribuição se interage na empresa com outros sistemas digitais destacando-se o Sistema de Supervisão e Controle da Geração/Transmissão (SSC ou EMS) e o Sistema da Corporação (Fig. 6.1-1).

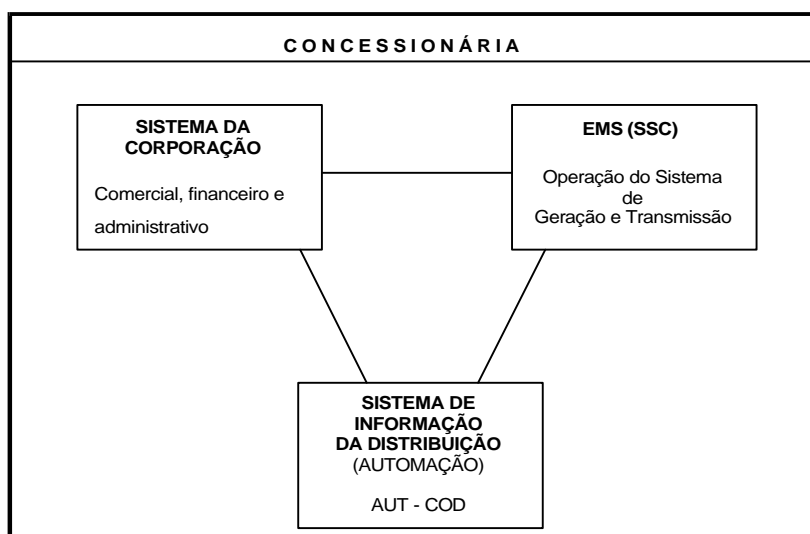


Fig. 6.1-1 Sistemas computacionais das concessionárias

6.2 SISTEMA DE INFORMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

Na Fig. 6.2-1 está apresentado como é constituído este sistema. Ele é composto dos seguintes subsistemas:

- a- Base de dados geral ou comum (BDG)
- b- Comercial (Conta)
- c- De engenharia (Engenharia)
- d- De digitalização de mapas (Mapas)
- e- Supervisão em tempo real (Supervisão)
- f- Leitura automática de medidores (Medidores)
- g- Gerenciamento de carga (Carga)
- h- Atendimento a reclamações (Reclamação)
- i- Ligação de consumidores (Ligação)
- j- Gerenciamento da construção (Construção)
- k- Apoio a manutenção (Manutenção)

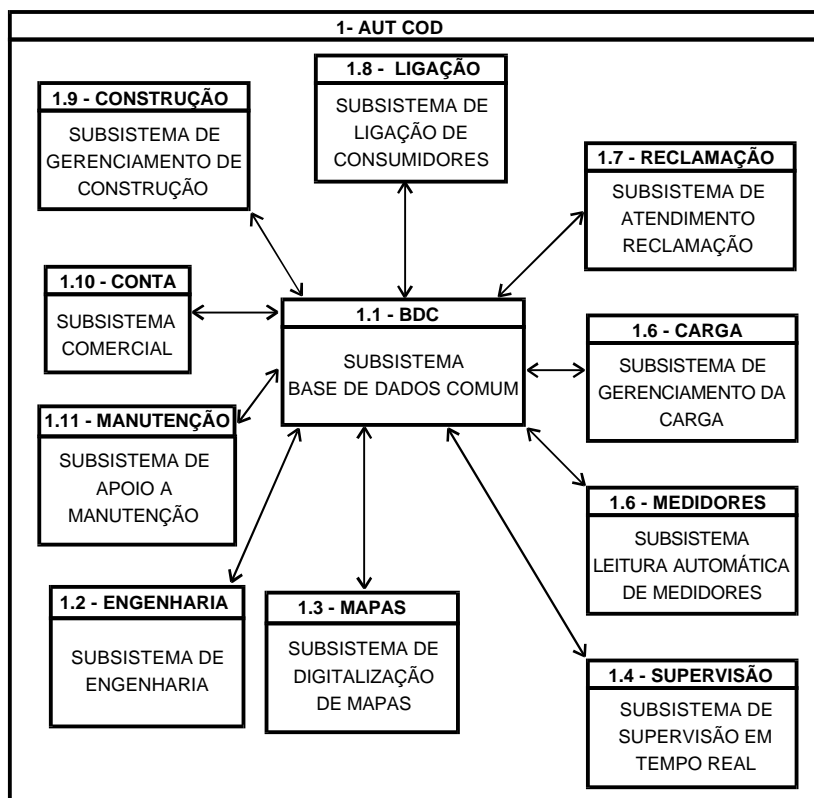


Fig. 6.2-1 Partes do sistema de informatização da distribuição

6.2.1 Subsistema de dados geral ou comum

Este subsistema é a base da automação da Distribuição, e consiste num gerenciador profissional de banco de dados, que manuseia grande volume de informações.

Apresenta-se como requisitos deste banco de dados: ser relacional, permitindo a combinação de conjuntos de dados; dispor de linguagem para consulta fácil ao usuário (do tipo SQL - *Structured Query Language*).

Existem produtos no mercado adequados a esta função como: ADABAS, INFORMIX, INGRES, ORACLE, SYBASE, etc.

Estes bancos de dados são instalados em computadores de grande porte (*main frame*) e mais atualmente em servidores tipo *workstations*. Vista a importância deste banco de dados, o subsistema preferencialmente deve contar com uma configuração dual (duplicada) de computadores.

Considerando que muitas empresas são organizadas em regionais, é necessário que esta base de dados (BD) possa ser distribuída (Fig. 6.2.1-1)

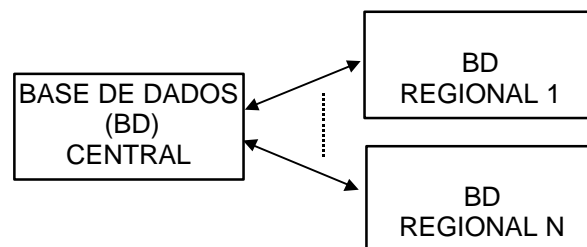


Fig. 6.2.1-1 Base de Dados distribuída

6.2.2 Subsistema comercial

Na área comercial o subsistema de informação é dirigido basicamente para a emissão de contas dos consumidores. Para tal utiliza as seguintes informações:

- Códigos do medidor/consumidor
- Tipo de consumidor
- Nome, endereço, telefone do consumidor
- Consumo (em alguns meses - p/ ex. 12)

O consumo mensal é lido pelo leiturista e os dados são introduzidos no subsistema. Em algumas concessionárias o leiturista leva um micro portátil onde digita o consumo, faz teste de consistência e armazena a informação em meio magnético para transferência direta ao banco de dados.

Em sistemas mais sofisticados, com medidor eletrônico e telecomunicação, o valor da medida é transferido automática e periodicamente, do medidor ao banco de dados, diminuindo bastante o período de confecção da conta de luz.

Este subsistema interage com outros subsistemas da Automação de Distribuição como será visto.

A área comercial utiliza de informações úteis (curva de carga) na definição de política de tarifação, conservação de energia e substituição de insumos energéticos. Estas informações podem ser coletadas por meio de informática por outros subsistemas da Distribuição.

Tem tido certa ênfase a chamada "pré-venda de energia". Por este sistema o consumidor recebe um aparelho medidor eletrônico que contabiliza a energia consumida comparando com a comprada cujo valor está registrado na memória do aparelho.

A compra é feita com pagamento antecipado quando o cliente recebe um cartão magnético com o valor de kWh adquirido. Ao passar o cartão pelo medidor, este retira a informação do cartão, armazena (acumula) na sua memória e inutiliza o cartão. Outros medidores usam técnicas de criptografia, onde o cliente ao comprar a energia recebe um número em código para ser digitado no medidor. O medidor recebe esta informação, faz verificações de consistência através de números em código e, estando certo, acumula o valor de kWh adquirido na sua memória.

Sendo estes aparelhos do tipo eletrônico, eles dispõem de uma capacidade de memória para guardar informações que poderão sistematicamente ser lidas e transferidas à base de dados comum.

6.2.3 Subsistema de engenharia

Na área de Engenharia o subsistema de informação (Fig. 6.2.3-1) é composto basicamente de:

- Sistema de Gerenciamento de Rede (tipo PRODADIS, GRADE, etc.)
- Auxílio ao Projetista

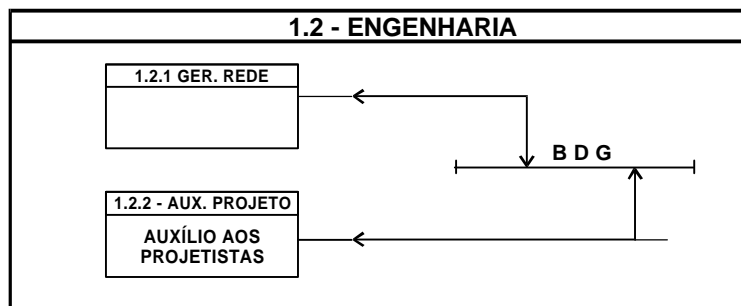


Fig. 6.2.3-1 Subsistema de engenharia

O Sistema de Gerenciamento de Rede é constituído de um banco de dados local contendo pelo menos as seguintes informações:

- Localização georeferenciada dos postes, circuitos, transformadores, capacitores, chaves, religadores, e consumidores. Cada elemento é registrado em coordenadas X,Y em um referencial definido.
- Localização e ligação elétrica dos consumidores, transformadores, circuitos, subestações.

- Últimos consumos mensais dos consumidores.
- Curva de carga típicas (residencial, comercial, industrial - por extrato de consumo) e fatores de potência.
- Características elétricas dos circuitos, transformadores, proteções, etc.
- Fatores típicos de planejamento e projeto (fator de carga, de diversidade, carregamento típico de transformadores, etc.).

Periodicamente o programa é processado, quando computa a energia nos vários equipamentos pela soma dos consumidores a eles ligados, calcula as suas curvas de carga com base em dados típicos e determina se os carregamentos estão adequados ou não. Emite um relatório indicando como a rede está sendo utilizada, permitindo assim a substituição de equipamentos carregados acima de sua capacidade, a relocação de cargas para carregar melhor outros equipamentos, etc.

O Subsistema de Auxílio aos Projetistas utiliza as informações do banco de dados comum para desempenhar os seguintes cálculos:

- Fluxo de potência: cálculo de quedas de tensão, e de correntes nos circuitos e nos transformadores;
- Curto circuito (monofásico, trifásico);
- Coordenação da proteção: mostra os tempos de atuação de várias proteções (reles, fusíveis, religadores) para curtos ao longo da rede, indicando se elas estão adequadamente coordenadas;
- Alocação de reativos e minimização de perdas: indica os pontos de melhor eficiência para a instalação dos bancos de capacitores e os melhores taps dos transformadores da subestação para vários pontos da curva de carga;
- Custeio: permite emissão de planilha de custo de novas instalações e cálculos econômicos comparativos;
- Projeção de carga e demanda: permite estimar cargas futuras de circuitos e subestações, projetando a carga em seus vários segmentos (residencial, comercial, industrial);
- Projetos de alimentadores e subestações: permite a locação dos postes no terreno ou ruas, e a emissão de desenhos construtivos de circuitos e subestações.
- Locação de chaves: permite definir pontos do alimentador primário onde instalando um certo tipo de chave obtém-se uma redução de energia cortada cujo valor compensa o custo da chave.
- etc.

Estes sub-sistemas podem interagir com outros sub-sistemas da Distribuição.

6.2.4 Subsistema de digitalização de mapas

As informações de circuitos, equipamentos, subestações, etc. podem ser registradas usando técnicas de cartografia. Assim a distribuição dispõe de desenhos contendo os mapas (ruas, logradouros, imóveis, etc.) dos locais, onde sobre eles são alocados os circuitos, postes e equipamentos.

Estes desenhos são feitos em papel especial (cronaflex) que tem como característica sofrer pouca variação com as condições ambientais, sendo entretanto bastante caros. Por outro lado, seu manuseio e atualizações são difíceis. Para produzir os mapas as empresas fazem um levantamento aerofotogramétrico para identificar os vários objetos. Existem equipamentos que permitem transferir com certa facilidade as informações das fotos para o papel, ou para fitas e discos.

Os Programas de Informações Geográficas (GIS - *Geographic Information System*) constituem hoje ferramentas adequadas para produzir os mapas em computadores. Aos objetos digitalmente mapeados associam-se suas propriedades em diferentes camadas num banco de dados. Numa destas camadas pode-se por exemplo ter as ruas; noutras os postes, os transformadores, os capacitores, as chaves (temas *coverage*). Com isso pode-se de uma forma gráfica gerenciar as redes de distribuição interagindo com a base de dados que contem os atributos e trazendo estas informações para o GIS. Estas atividades estão inseridas na denominação AM/FM/GIS (*Automated Mapping, Facilities Management, Geographic Information System*). Na Fig. 6.2.4-1 está apresentada a cópia de um desses mapas [6-1].

Estes programas possuem, dentre outros, os recursos de:

- movimentação horizontal ou vertical do mapa na tela fazendo com que para o operador o mapa total seja único ("*pam*");
- ampliar/diminuir o tamanho de partes do mapa que está na tela ("*zoom*").

Alguns programas permitem delimitar uma área ("*cerca*") e solicitar ampliação das informações pelo comando "*zoom*" conectado com banco de dados. Ao solicitar vários "*zoom*" sucessivos na mesma imagem, pode ser colocado na tela os atributos dos objetos, guardados nas várias camadas do banco de dados como mostrado nas figuras 6.2.4-2a, 6.2.4-2b.

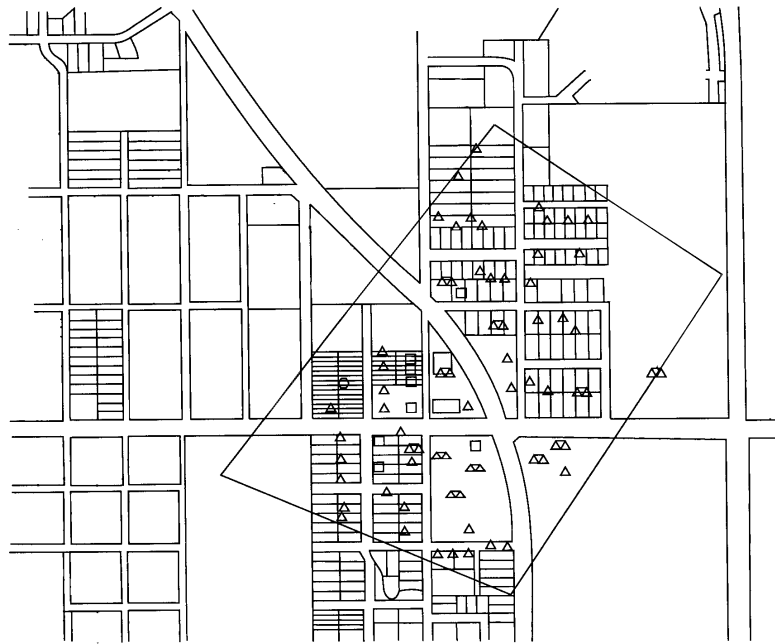
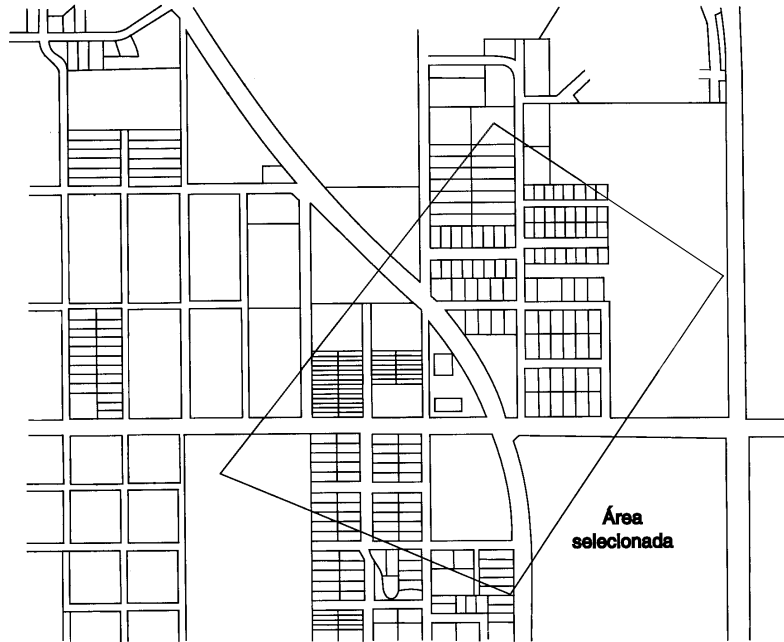


Fig. 6.2.4-1 - Mapa com os transformadores da área

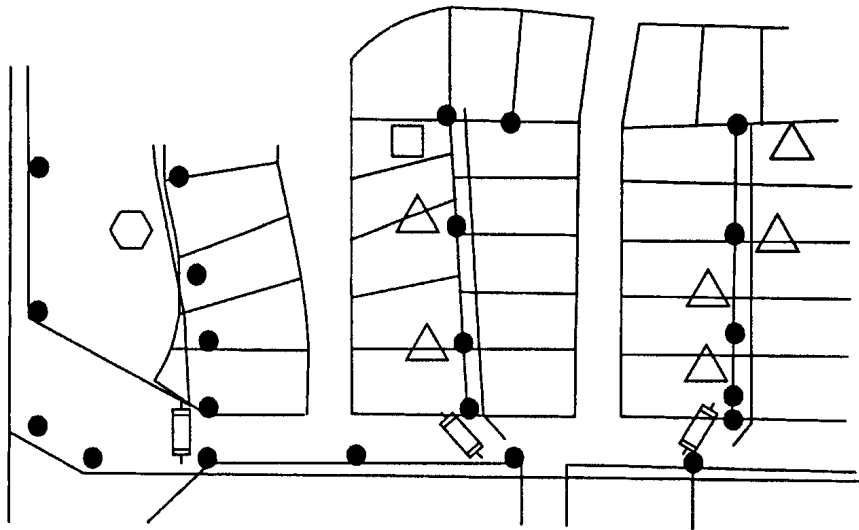


Fig. 6.2.4-2a Mostra de todos os transformadores de uma região

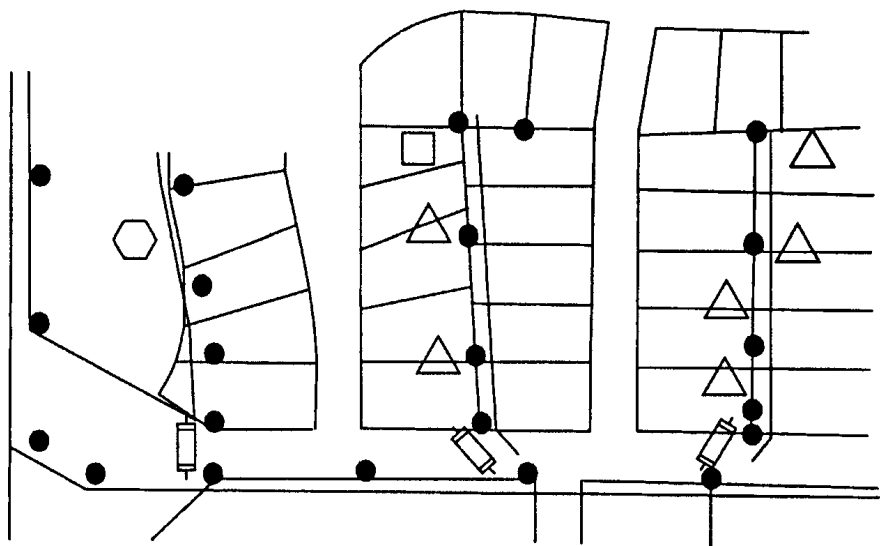


Fig. 6.2.4-2b Desenho com os transformadores subcarregados

A formação da base cartográfica é normalmente trabalhosa. Muitas vezes se dispõe de mapas em papel e a reedição destes no computador precisa ser equacionada. As informações dos desenhos podem ser transferidas para a memória do computador por "scanners" porém não é de interesse ter a imagem como um todo ("raster"), mas dividida em objetos. Existem técnicas para vetorizar as informações em um desenho, técnica esta que consiste em atribuir coordenadas aos pontos da figura.

Desta forma este Subsistema de Digitalização de Mapas divide-se em dois conforme mostrado na Fig. 6.2.4-3.

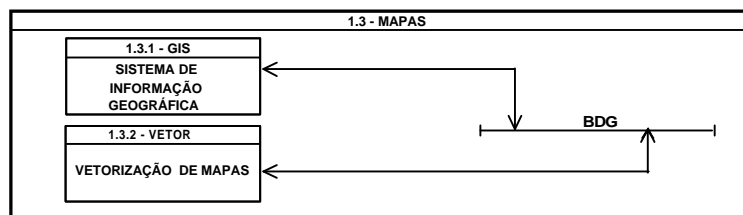


Fig. 6.2.4-3 Divisão do subsistema MAPAS

Este subsistema se interage com outros da distribuição. Em particular os programas do subsistema de Engenharia quando estabelecidos sobre uma base gráfica trazem muita flexibilidade de uso pelo projetista.

6.2.5 Subsistema de supervisão em tempo real

Este subsistema é utilizado pela Operação, e reúne as atividades de aquisição de dados, comando e controle em tempo real da rede de distribuição. Este subsistema realiza também a troca de dados com os níveis hierárquicos superiores (COS/COR).

Ele pode ser dividido em quatro partes:

- Supervisão e controle de subestações
- Supervisão e controle de usinas
- Supervisão e controle da rede primária e secundária

Na Fig. 6.2.5-1 estão mostrados este módulos.

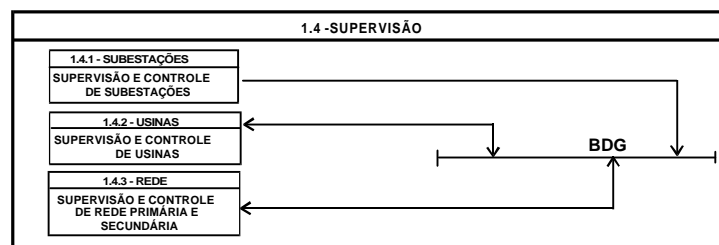


Fig. 6.2.5-1 Composição do sistema de supervisão da distribuição

a - supervisão de subestações

Consiste em sistemas digitais de automação de subestações como visto no capítulo 4. As subestações de distribuição são integradas ao COD - Centro de Operação da Distribuição, trocando assim informações entre si.

Dentre as informações comunicadas ao COD pode-se destacar a abertura de disjuntores dos alimentadores, que produz um alarme no COD agilizando a equipe de reparos, reduzindo o período de tempo em que os consumidores ficam sem energia.

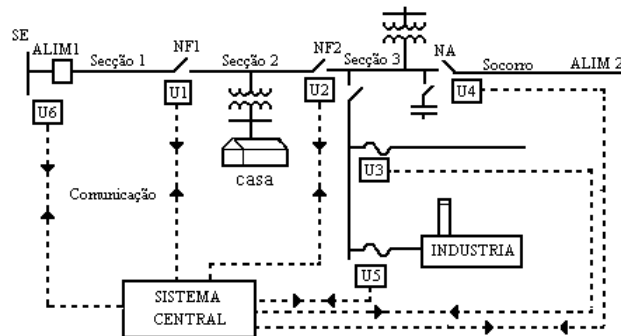
b - supervisão e controle de usinas

Pequenos geradores (cogeradores e autogeradores) são dispersamente distribuídos pela rede de distribuição, cabendo a engenharia desta rede construí-los e eventualmente mantê-los. Se estas usinas são providas de sistemas digitais de comando e controle, informações importantes podem ser transferidas destes para o COD, como por exemplo a energia gerada, ocorrência de defeitos, etc. A existência de comunicação de dados entre o COD e estas usinas permite intervenções automáticas protetivas nos geradores, quando em condições anormais como por exemplo durante desligamentos forçados de subestações de distribuição.

c - supervisão e controle da rede primária e secundária

Este subsistema é composto de um Sistema Computacional Central, Unidades de Aquisição de Dados e Controle (UAC), sistema próprio de comunicação, e faz a Supervisão e Controle em tempo real da rede de distribuição. O Sistema Central fica localizado no COD regional ou global da empresa. As UAC são alocadas nos pontos importantes do sistema, como saída de alimentadores, chaves automáticas, banco de capacitores, cargas importantes (Fig. 6.2.5-2), fazem a aquisição de dados (tensões, correntes, estado das chaves, curvas de carga, etc.), a atuação telecomandada de chaves, e a transferência de informações ao Sistema Central.

No Sistema Central são processadas todas as informações, executando as "Funções" programadas que são descritas a seguir:



Chaves

NF - normalmente fechada

NA - normalmente aberta

Fig. 6.2.5-2 Supervisão da rede

c1 - localização, identificação e reparo de defeitos

Ao ocorrer um curto permanente (árvore caída, colisão de veículos) por exemplo na seção 2 da Fig. 6.2.5-2, atua a proteção do alimentador 1, abrindo o disjuntor na subestação deixando todos os consumidores neste circuito sem energia. O operador toma conhecimento da existência do defeito após receber vários telefonemas de reclamações da ausência de energia. Identificado o circuito, a equipe de socorro percorre este para localizar a seção defeituosa. Ao chegar numa chave (NF) esta é aberta e é solicitado a ligação do disjuntor na subestação. Acionado, o disjuntor permanece ligado ou desligado dependendo se o defeito está antes ou depois da chave aberta.

Se o defeito for na seção 2, ao efetuar esta operação quando a equipe está em NF1 o disjuntor fica ligado, o mesmo não acontecendo quando a equipe estiver em NF2. Estas duas situações identificam a seção em defeito. Então a equipe caminha na seção até localizar o defeito, repara-o e energiza o trecho. Durante este processo a energia fica interrompida em vários locais. Se nos locais indicados por U_j na Fig.6.2.5-2, forem instalados UAC com medição de corrente, na situação do exemplo anterior tem-se:

- ao ocorrer o defeito o disjuntor será desligado:
- a unidade U1 e U6 registrarão sobrecorrente, e as demais não.
- fica localizado o defeito e as chaves NF1, NF2 podem ser abertas por telecomando, ao mesmo tempo que pode-se proceder o religamento do disjuntor do alimentador 1 e a ligação da chave socorro.
- alarme é dado no COD indicando o trecho com defeito, permitindo mobilização da equipe de reparo antes mesmo de chegarem as reclamações. Segue-se pois que a energia não fornecida (energia cortada) neste segundo caso será menor, e a Duração Equivalente da Interrupção por Consumidor (DEC) será também menor. O sistema apresentará então melhor qualidade.

c2 - controle Volt/VAr

Estando as UAC fazendo a coleta de dados dentre os quais as tensões ao longo do alimentador, pode-se, a partir do COD conectar/desconectar capacitores, ou atuar nos tapes dos transformadores da subestação de forma a prover um nível melhor de tensão. Pode-se também, por esta função e medições de variáveis adequadas, controlar o fator de potência do alimentador melhorando as condições do sistema de transmissão.

c3 - controle de carregamento de alimentadores e transformadores na subestação - reconfiguração

A monitoração da corrente nas várias partes do sistema permite acessar continuamente a sua curva diária de carga, examinar a adequacidade do carregamento e providenciar remanejamento de carga, ou instalação de mais equipamentos e circuitos. Desta forma obtém-se um carregamento homogêneo de toda a rede, melhor utilização dos circuitos e equipamentos, o que permite postergar ampliações no sistema de distribuição. Manobrando trechos com carga entre circuitos pode-se obter uma distribuição mais eqüitativa da carga que resultará numa diminuição de perdas. Muitas vezes ocorre que dois circuitos com grande diversidade da ponta, por exemplo um residencial e outro industrial, passam próximos. Através de chaves telecomandadas pode-se intercambiar, nos vários pontos do circuito, trechos de carga obtendo melhor carregamento dos dois circuitos. Lembrar entretanto que as chaves estão efetuando várias manobras e precisam estar especificadas para isto.

c4 - monitoração, alarmes, telecomandos, emissão de relatórios

São funções que contribuem a maior eficiência na operação e planejamento do sistema de distribuição

6.2.6 - Subsistema de leitura automática de medidores

Consiste principalmente dos medidores instalados nos consumidores, medidores estes com sistema de comunicação para transferir, quando solicitado pelo Sistema Central, o valor do kWh naquele instante. Este sistema permite agilizar a preparação da conta de luz do consumidor com redução de mão-de-obra (leiturista, digitadores, cobradores). Visto a integração de vários segmentos da economia através de rede de comunicação de dados WAN Wide Area Network pode-se pensar em transferir pelo seu sistema de leitura remota de medidores, o valor de conta diretamente às entidades bancárias aumentando a eficiência do processo de cobrança. Algumas empresas usam automação parcial neste setor como já descrito: leituristas com micro portáteis, ou pré-venda de energia.

6.2.7 - Subsistema de gerenciamento da carga

O sistema de distribuição é projetado para atender a carga de ponta, dentro de critérios preestabelecidos. A carga crescendo no tempo (inclusive a ponta) requer a instalação de novos circuitos e equipamentos. Segue-se que conseguindo deixar crescer a energia consumida, sem entretanto deixar crescer a ponta na mesma proporção, obtém-se uma possibilidade de utilização da mesma rede por tempo mais longo, postergando as ampliações. Resulta que o custo da distribuição será menor e portanto mais barata a energia para o consumidor.

O subsistema de Gerenciamento de Carga pode, muitas vezes, promover o corte da ponta da carga, trazendo pois os benefícios apresentados.

O corte da ponta de carga pode ser obtido por:

- tarifação diferenciada
- controle de carga (liga/desliga, permissão de uso)

Na figura 6.2.7-1 apresenta-se esta divisão.

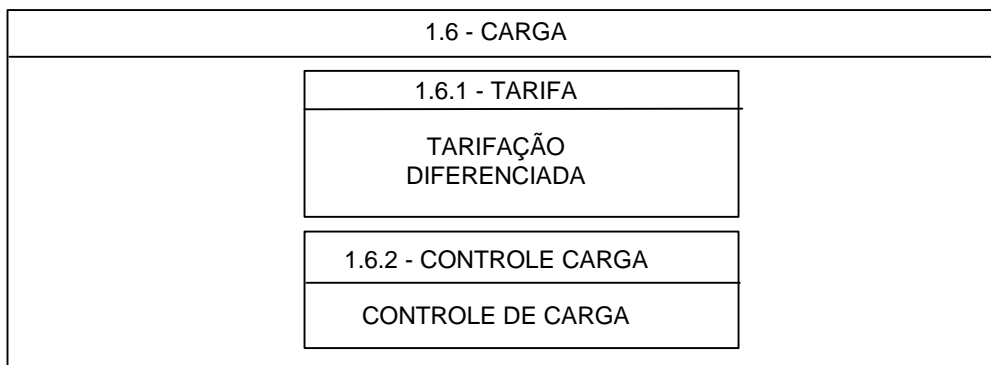


Fig. 6.2.7-1 Subsistema de gerenciamento de carga

No primeiro caso, no horário de ponta, o sistema central envia sinal aos medidores eletrônicos alterando o fator de escala ou o preço unitário. O consumidor sabendo que está pagando mais cara a energia naquele período, procura transferir o uso de certos aparelhos para outros horários (fora da ponta). Resulta portanto, que a ponta de carga tenderá a se reduzir com relação a proporção de aumento da potência média.

No segundo caso parte das cargas do consumidor é conectada a rede de distribuição através de um contato, que pode ser aberto ou fechado a distância, com ordem vinda do COD. Segue-se pois que o operador do sistema poderá comandar o desligamento desta parte da carga no horário da ponta (ou inibir seu uso). Este desligamento pode ser diário por períodos fixos (em grandes indústrias) ou seqüencial no caso de consumidores menores. Exemplo do último caso é desligar por 5 minutos o ar condicionado de uma casa, no período dos 5 minutos seguintes ligar esta casa e desligar o do vizinho e assim por diante obtendo-se o efeito médio de longa duração.

É claro que os clientes que aceitam este desligamento recebem depois um prêmio, que consiste num abatimento na conta de luz, devido a participação deles na redução dos custos da concessionária.

6.2.8 Subsistema de atendimento à reclamações

Quando existe falta de força e luz o consumidor faz sua reclamação pelo telefone (linha 196). O Atendente anota a reclamação e dá partida no processo de atendimento ao cliente.

Este procedimento pode ser automatizado em vários níveis de sofisticação. Um nível dos mais completo utiliza dos recursos de modernas centrais telefônicas providas de microprocessadores.

Ao chegar a ligação (reclamação) na central telefônica, um aparelho especial identifica o número do telefone que está chamando, antes do Atendente pegar o fone. Este número é procurado no banco de dados, localizando junto com ele o endereço físico onde está o telefone. Além do endereço físico, o banco de dados fornece o endereço elétrico. Estas informações permitem alocar automaticamente no vídeo do computador o mapa do local onde está o telefone e os circuitos da região. Chega também ao operador informações sobre a situação da rede (em manutenção; ou com saída forçada com a equipe de socorro a caminho, ou se esta é a primeira reclamação; etc.). No caso de ocorrência já identificada, uma mensagem de voz gravada com esta informação pode ser automaticamente enviada. Caso o cliente considere aceitável a resposta ele desliga o telefone, caso não, aguarda e é atendido pelo Atendente que tem a sua frente o vídeo e as informações que necessita para o diálogo, bem como o mapa do local com o estado dos circuitos.

Este subsistema é bastante útil na ocasião da manutenção programada, quando o consumidor é informado automaticamente do fato, e do horário previsto para o retorno da energia. Serve também para nesta situação mandar automaticamente mensagens gravadas aos clientes que serão atingidos pela falta de força e luz.

Resulta que este subsistema traz grande melhoria a imagem da empresa, reduz o tráfego telefônico (no 196) e aumenta a eficiência da equipe de atendimento que pode vir a ser redimensionada. Como visto este subsistema interage com os vários outros como: base de dados comum, digitalização de mapas, conta de luz, etc.

6.2.9 Subsistema de ligação de consumidores

Este subsistema é similar ao anterior e está baseado no telefone 120. Quando o cliente solicita a ligação, as informações do local onde será ligado aparece ao Atendente que examina as condições da rede primária, transformadores, rede secundária e já providencia o documento para ligação.

6.2.10 Subsistema de gerenciamento de construção

Este subsistema contém os módulos que permitem:

- gerenciar o tempo e custo das construções;
- emitir relatórios de medições;
- emitir lista de materiais;
- controlar estoques de peças;
- atualizar o banco de dados geral, em seguida ao comissionamento.

Desta forma agiliza o processo das construções, que é muito diversificado pelo fato das obras serem pequenas e em grande número.

6.2.11 Subsistema de manutenção

Este subsistema permite listar periodicamente os equipamentos aos quais deverão ser feitas as manutenções preventivas, indicando recursos, ferramentas, equipamentos de testes, bem como as manobras necessárias. As manobras para manutenção podem ser simuladas no caso que este sistema esteja integrado com os demais subsistemas. Esta integração pode também tornar viável um procedimento de manutenção preditiva uma vez que várias informações de equipamentos estão sendo coletadas e registradas (número de operações de chaves, carregamentos, etc.).

Permite também avaliar os índices da rede e dos serviços como DEC, FEC, taxas de falhas, tempos de reparos etc.

6.3 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

Como visto, este sistema envolve todas as áreas da Distribuição e portanto os recursos computacionais estarão localizados em todos os departamentos. Na Fig. 6.3-1 apresenta-se uma configuração completa para realizar esta automação.

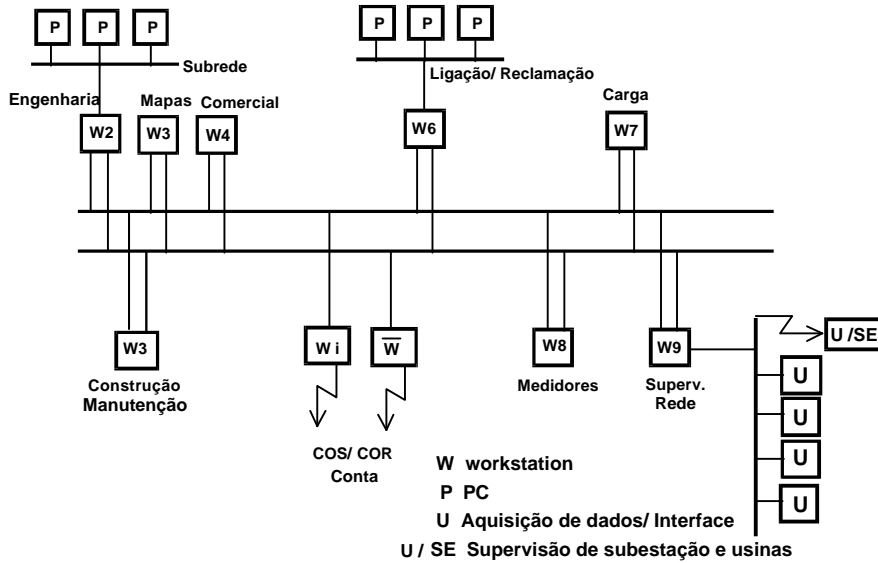


Fig. 6.3-1 Sistema de informação da distribuição

No caso da concessionária operar por regionais, pode utilizar sistemas, como o indicado acima, em cada regional. Evidentemente dependendo do porte a regional ou mesmo do escritório central, a configuração descrita poderá ser simplificada, usando menos máquinas ou máquinas, mais simples.

Como visto, este sistema, no que se refere à operação (COD), utiliza dados distribuídos na área de concessão e envia comandos a diferentes pontos. É de vital importância para este sistema, o meio de comunicação utilizado na transferência de dados entre o Sistema Computacional Central e as UAC e medidores.

6.4 SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO

6.4.1 Introdução

Os sistemas de automação da distribuição de energia elétrica requerem o uso de um sistema eficiente de comunicação para transmissão de sinais de dados e controle, entre os centros de controle e um grande número de UAC e medidores. Existem muitas tecnologias de comunicação capazes de atender essa necessidade e a seleção do sistema de comunicação apropriado requer um completo entendimento de cada tecnologia de comunicação.

As exigências de comunicação para automação da distribuição depende da dimensão, complexidade e grau de automação desejável para o sistema de distribuição. Em geral são importantes as seguintes características:

- confiabilidade da comunicação
- custo benefício
- atender necessidades presentes e futuras de taxa de dados
- comunicação em duplo sentido (não necessária para algumas funções)
- operar em áreas interrompidas / falhas
- fácil operação e manutenção
- conformidade com a arquitetura do fluxo de dados

6.4.2 Sistemas de comunicação usados na automação da distribuição [6-2]

Do ponto de vista das concessionárias, os sistemas para comunicação para automação da distribuição podem ser divididos em quatro categorias: aqueles que estão sob controle da concessionária e empregam as linhas de energia como meio de condução do sinal; aqueles que estão sob controle externos e devem ser arrendados; os sistemas de rádio-difusão; e finalmente, os sistemas que requerem a instalação de um caminho para a condução do sinal.

A tabela a seguir relaciona as opções de comunicação disponíveis:

DE COMUNICAÇÃO MÉTODOS	TÉCNICAS DE CAMINHO DE SINAL	SOB CONTROLE DA CONCESSIONÁRIA
Carrier	Linha de distribuição	sim
"Ripple Control"	Linha de distribuição	sim
"Zero Crossing Technique"	Linha de distribuição	sim
Telefone	Linha telefônica	não
TV à cabo	Rede de TV à cabo	não
Rádio: AM / FM	Espaço livre	não
VHF / UHF	Espaço livre	sim
Satélite	Espaço livre	não
Microondas	Espaço livre	sim
Fibra Óptica	Fibra óptica	sim

a) Sistema Carrier (*Distribution Line Carrier* - DLC)

O *carrier* foi introduzido na década de 20, nas linhas de transmissão. Desde então, esta tecnologia tem se desenvolvido como uma técnica de comunicação sólida e confiável para sistemas de transmissão de energia.

O sistema *carrier* utiliza uma frequência portadora para transmitir informações através dos alimentadores existentes. Para as aplicações nas linhas de transmissão, as frequências portadoras operam na faixa de 20 kHz. A informação é codificada sobre a portadora através do uso da amplitude modulada (AM) ou frequência modulada (FM).

O sinal modulado da portadora, na extremidade envio, é injetado na linha de transmissão até a extremidade de recepção. Na extremidade da recepção um capacitor de acoplamento e um demodulador separa o sinal de *carrier* da frequência da tensão de rede e extrai a informação codificada do sinal. A linha deve ser dotada de dispositivos que não permitam que o sinal *carrier* trafegue por caminhos indesejáveis.

Nos sistemas de comunicação da distribuição empregam-se frequências de 5 a 20 kHz. As linhas de distribuição são eletricamente complexas devido à existência de numerosos ramais, transformadores e capacitores. Isto pode atenuar a frequência da portadora, dificultando a propagação confiável de um sinal através de um sistema de distribuição.

Existe preocupação sobre o funcionamento do *carrier* na distribuição durante faltas e através de áreas com ligação interrompida. Nos sistemas de transmissão, o sistema *carrier* não tem este problema, pois as fases remanescentes proporcionam um caminho adicional para este pois o sinal se acopla pela capacitância entre fases. O mesmo não pode ser dito quanto à distribuição. Equipamentos de *by-pass* permitem que os sinais de *carrier* sejam enviados através de religadores e chaves, tornando possível a comunicação em áreas com conexão interrompida.

O *carrier* tem dois sentidos de comunicação, e é econômico para implementar um número de funções tais como leitura de medição remota e recuperação de dados de carga de certos pontos no alimentador de distribuição.

b) Ripple Control

Este sistema trabalha de maneira similar ao *carrier*.

A informação é codificada em uma portadora com freqüências menores, da ordem de 2 kHz (Fig. 6.4.2-1). Uma vez que esta portadora tem freqüência mais próxima de 60 Hz da rede, comparado ao *carrier*, ela se propaga através do sistema de distribuição com maior eficiência.

O controle de *ripple*, por ter uma menor freqüência, é mais lento que o *carrier*. Apesar disso sua taxa de dados é ainda adequada à funções de sentido único de comunicação.

Harmônicas do sistema de potência podem interferir com esse tipo de comunicação.

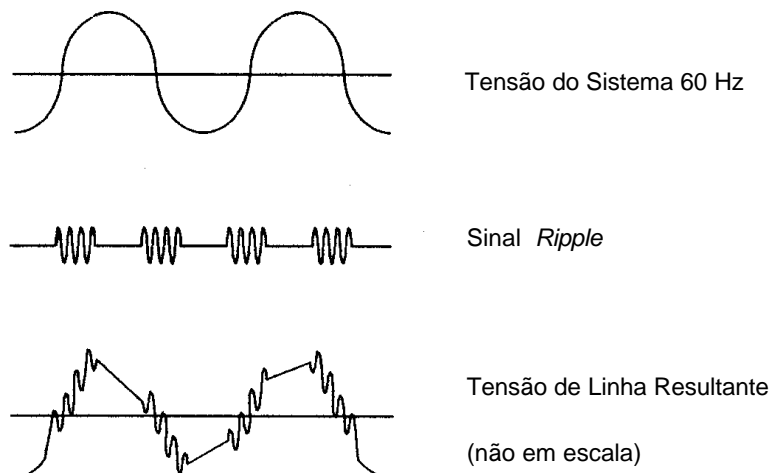


Fig. 6.4.2-1 Sinal de controle de *ripple*

c) Técnica "Zero Crossing"

Essa técnica de comunicação de duplo sentido se utiliza da linha de distribuição como meio de condução do sinal que é sincronizado com a passagem pelo zero ("zero crossing") da freqüência de 60 Hz, onde provoca uma distorção desta onda.

Detetores em pontos remotos de controle no sistema de distribuição podem detectar esta mudança. Através das várias passagens pelo zero, uma quantidade de "bits" pode ser transmitida.

d) Telefone

O telefone é uma forma de comunicação comprovada, altamente confiável que é bastante empregada por concessionárias. O sistema telefônico proporciona uma alta capacidade de taxa de transmissão de dados e já é existente nas concessionárias de telecomunicação. Além disso, pode ser implementada a configuração de comunicação de duplo sentido, em circuitos exclusivos (linha dedicada). O custo de aluguel destes circuitos exclusivos de telefone é alto, e as concessionárias não tem controle sobre as linhas telefônicas, nem sobre a qualidade da

comunicação. Estas são as desvantagens da comunicação telefônica para a automação da distribuição.

O emprego de linhas telefônicas por discagem reduz os custos, comparados às linhas privadas alugadas, mas são muito mais lentas devido ao tempo de discagem e portanto inadequado para a implementação de funções tais como detecção e isolamento de faltas e restabelecimento do serviço. As linhas telefônicas tem sido usadas com sucesso como sistema de comunicação da

distribuição, mas as concessionárias continuam a procurar um sistema que fique sob seu controle.

Alternativamente a concessionária de energia elétrica pode instalar pares de fios telefônicos na sua própria rede ficando, desta forma, a comunicação (e manutenção) sob seu controle.

e) TV à cabo

Em áreas servidas pelos sistemas de TV à cabo estes podem ser usados também para comunicação de dados.

Os sistemas de TV à cabo possuem faixa de frequência com significantes porções não usadas. A automação da distribuição pode usar uma parte pequena de largura da faixa disponível para suas funções de comunicação. O sistema de TV à cabo sofre das mesmas desvantagens do telefone, está sob controle externo e existem custos de aluguel associado com seu uso. Este sistema permite comunicação nos dois sentidos.

f) Rádio

O rádio é uma técnica viável de comunicação para a Automação da distribuição.

As técnicas de rádio comunicação disponíveis são:

- AM
- FM
- VHF
- UHF
- MICROONDAS
- SATÉLITE

- AM (modulação em amplitude)

O rádio com modulação em amplitude AM, pode ser utilizado para controle de carga por exemplo, usando as estações de difusão AM para transmitir comando a um grande número de unidades de controle destas cargas. O sistema trabalha codificando a informação em uma onda portadora de difusão AM, usando modulação de fase e não é detectável por receptores de rádio comuns. Portanto os ouvintes de estação de rádio não notarão nenhuma degradação da qualidade da programação.

- FM (modulação em frequência)

Um outro sistema de comunicação que as concessionárias podem usar é a rádio difusão em FM. Os sinais são multiplexados na difusão FM por meio de uma sub portadora em frequência

modulada. Os rádios comuns não detectam este sistema mas receptores especialmente equipados podem decodificar a informação. FM é um sistema de comunicação em um único sentido como o sistema AM.

- VHF (alta frequência)

O sistema utiliza ondas de rádio com frequência entre 30 e 300 z. Os sinais VHF possuem cobertura limitada e são susceptíveis a distorção de múltiplos caminhos e a sombras.

- UHF (frequência muito alta)

Esse sistema opera em frequências de 300 a 1000 z. Nos EUA a faixa de frequência de 940 a 952 z é autorizada para estas aplicações das concessionárias. O sistema UHF é mais susceptível a absorção atmosférica, distorções de múltiplos caminhos e efeitos de sombras que o sistema de rádio em baixa frequências. Por outro lado, esse sistema tem mostrado ser confiável e menos sujeito a interferências entre serviços concorrentes. As taxas de transmissão de dados neste tipo de comunicação podem ser da ordem de 9600 baud. A propagação dessas frequências é essencialmente direcional e por este motivo não é uma alternativa viável em áreas montanhosas.

- Microondas

A comunicação por microondas emprega frequências maiores que 1Ghz. Seu uso em sistemas de automação na distribuição não é comum, exceto como ligação final entre UAC da subestação e o COD; isto se deve ao seu alto custo e complexidade de montagem do sistema com microondas. Esse sistema não se aplica a comunicação de múltiplos pontos. É uma tecnologia de comunicação ponto a ponto.

- Satélite

Atualmente a maioria das comunicações por satélite são realizadas por meio de um satélite em órbita geoestacionária. Os satélites possuem transmissores - receptores que recebem um sinal e o transmitem em uma frequência diferente. Devido a sua grande altitude (distância) proporcionam difusão de sinal de cobertura uniforme. Para ser empregado é necessário alugar ou possuir um transmissor-receptor no satélite e possuir o equipamento de conexão. As frequências de microondas são comumente empregadas para essa conexão. Algumas concessionárias estão usando com sucesso os satélites para o sistema de supervisão da geração/transmissão. Devido ao atraso inerente, não podem ser usados para funções que necessitam da resposta em tempo muito rápida.

g) Fibras ópticas

Atualmente um grande número de concessionárias no mundo tem ligações por fibras ópticas para voz, supervisão de transmissão, e tarefas de proteção. Está começando a ter interesse o uso destas fibras ópticas para a comunicação na distribuição.

Para companhias de telecomunicação que necessitam de taxa de transmissão da ordem de 1 bilhão de bouds, as fibras ópticas aparecem como uma escolha econômica.

Para a automação da distribuição apenas, onde a taxa de dados é menor que 1000 bouds, a comunicação por fibra óptica pode perder sua vantagem econômica.

h) Sistemas híbridos

Para adequar a arquitetura do fluxo de dados de um sistema de automação da distribuição, pode ser necessário usar um sistema de comunicação híbrido composto de mais de uma das técnicas de comunicação discutidas. Os sistemas de comunicação híbridos tem a vantagem de aplicar a melhor técnica de comunicação ajustada a cada caminho de sinal.

Na figura 6.4.2-2 está esquematizado uma comunicação híbrida

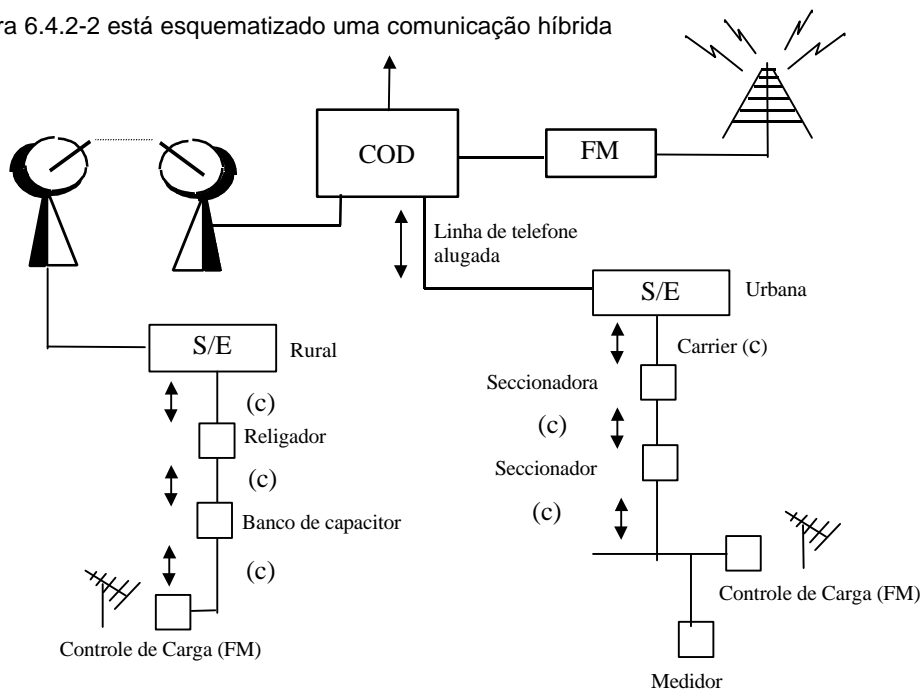


Fig. 6.4.2-2 Comunicação híbrida

6.5 CUSTO BENEFÍCIO DA AUTOMAÇÃO

Enquanto que para a geração, transmissão, grandes subestações e usinas, a automação é decidida pela característica técnica, na distribuição a decisão de implantação de certas funções requer uma comparação dos custos com os benefícios obtidos.

Muitas vezes os benefícios são conhecidos porém sua quantificação é difícil. Outras vezes os benefícios são quantificáveis porém as bases de cálculo questionadas.

Segue-se pois, que geralmente a avaliação do benefício é feita de forma aproximada, e a decisão de implementação de certo subsistema da automação da distribuição é tomada mais por sentimento.

Estes benefícios podem aparecer pela substituição de certos equipamentos, pela postergação de investimentos ou por ganhos operacionais e de tempo.

a) subsistema de base de dados comum

Este subsistema organiza as informações permitindo otimização de projetos. Permite reduzir a equipe que manuseia a informação. O benefício é reconhecido porém de difícil quantificação.

b) subsistema de engenharia

O programa de gerência de redes identifica os transformadores de distribuição que estão subcarregados, com carregamento normal e sobrecarregados.

Assim fornece as informações necessárias para remanejar carga e substituir transformadores. Este conceito estende-se a rede secundária, rede primária e subestação. Permite obter uma melhor utilização (carregamento) de equipamentos e reduzir as queimas de transformadores de distribuição.

O benefício, principalmente quando ao segundo aspecto acima, é quantificável, e justifica a implantação.

Os programas de auxílio aos projetistas permitem obter economias na rede devido a um melhor projeto, e reduz a equipe de trabalho (para o mesmo serviço). O benefício destes programas é reconhecido porém de difícil quantificação.

c) subsistema de digitalização de mapas

Permite a substituição de mapas, em papel cronaflex, reduz o espaço de escritório, agiliza a consulta aos mapas, e os serviços que dependem dessa consulta.. O benefício existe, pode ser quantificado e justifica o sistema.

d) subsistema de supervisão

d1) supervisão e controle de subestações

O custo para implantar um sistema digital de supervisão e controle de subestação é bem definido e inclui: computadores, UAC, reles digitais, transdutores, instalação, cablagem, canaletas, prédio de comando, etc. Deste custo deve ser subtraído o custo do sistema convencional, que se caracteriza pela diversidade de equipamentos (tipos de reles por exemplo), redundância de

medição (cada relê mede sua corrente), cablagem dispendiosa e obras civis (canaletas, prédios), mais caros que no sistema digital.

A subestação de distribuição com alimentadores supervisionados permite identificar quando um alimentador saiu de serviço e providenciar ação da equipe de socorro, antes mesmo de aparecer as reclamações pelo telefone 196. Segue-se que o defeito será reparado mais rapidamente e a energia não fornecida será menor.

A subestação sendo digitalizada permite, com um custo marginal, fazer o papel de UAC dentro do EMS, Sistema de Supervisão e Controle da Transmissão e Geração. Se a subestação for convencional é preciso instalar uma UAC para esta função.

A subestação quando provida de comando e controle digital tem um tempo de comissionamento mais rápido começando mais cedo a vender energia e amortizar seu custo.

A digitalização permite operar a subestação por operadores de outra. Segue-se pois que quando a concessionária tem suas subestações digitalizadas, o contingente de operadores da empresa fica menor.

d2) supervisão e controle de rede primária

A aquisição de dados ao longo da rede primária e o telecomando trazem os seguintes benefícios:

- Diminui a energia não fornecida, pois resulta mais rápida a localização da secção em falta, e permite a ligação dos trechos a jusante desta secção.

No Anexo 3 apresenta-se as equações para esta avaliação.

- Permite uma redução de perdas nos alimentadores e transformadores através da reconfiguração da rede, tornando as cargas homogêneas nos vários circuitos.

O fato de permitir manobrar secções de carga entre circuitos, reduz a ponta de carga nos alimentadores, postergando a instalação de novos destes, para atender ao crescimento do consumo.

- Através da monitoração das potências ativas e reativas nas secções, pode-se decidir sobre manobras de capacitores, de forma a minimizar as perdas e reduzir o carregamento de ponta. O primeiro traz economia do custo das perdas e o segundo a postergação da instalação de novos alimentadores.
- Redução de sobrecarga em transformadores durante emergência destes. Algumas concessionárias tem por filosofia utilizar pelo menos dois transformadores por subestação, subestação esta que atende uma área bem definida. Na saída por emergência de um transformador, os restantes devem suportar toda a carga dentro de uma sobrecarga aceitável (por exemplo: 120% da nominal).

Segue-se que quando a carga da subestação crescer a um nível em que esta condição não for atendida é preciso instalar mais transformadores.

Na Fig. 6.5-1 procura-se ilustrar este aspecto.

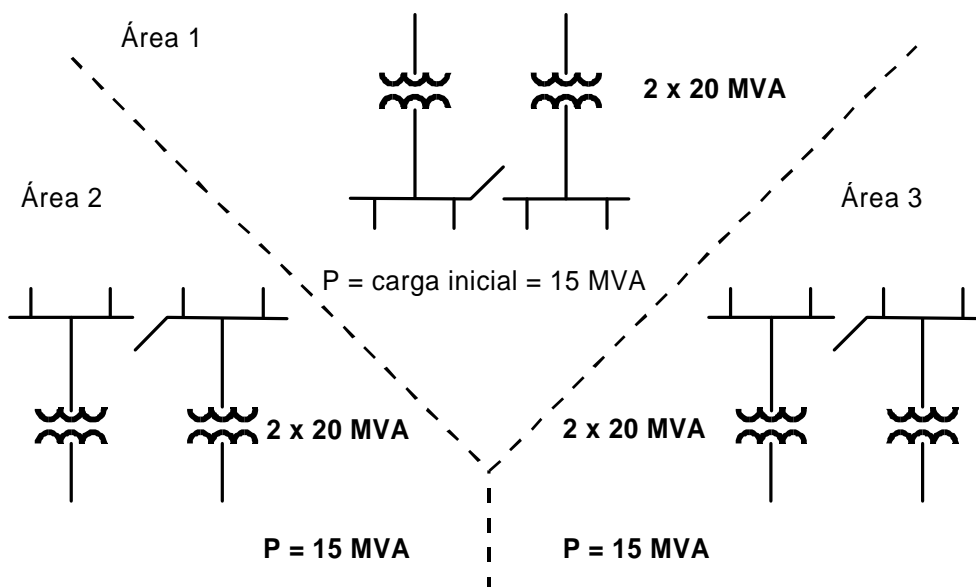


Fig. 6.5-1 Suprimento de três áreas

Na data em que a carga na área 1 for 24 MVA, ao sair um transformador o outro ficará com uma sobrecarga de $(24/20) = 1,2$, (ou seja 20%, limite do critério exemplificado). Segue-se que nesta data precisa ser instalado outro transformador, por exemplo de 20 MVA. Se a carga na área 2 e 3 tem o mesmo crescimento, será preciso instalar em cada uma delas outro transformador de 20 MVA perfazendo pois um total de 60 MVA a instalar. Se entretanto for possível manobrar carga entre áreas durante emergência, a instalação do transformador pode ser postergada pois a carga total naquela data será $3 \times 24 = 72$ MVA e a potência instalada durante a emergência de 1 transformador será $5 \times 20 = 100$ MVA que com sobrecarga suportaria até $1,2 \times 100 = 120$ MVA. Note

que a saída forçada de mais de um transformador simultaneamente não faz parte do critério de dimensionamento adotado pela maioria das concessionárias.

A transferência de carga entre áreas pode ser feita durante a ocorrência do defeito no transformador por telecomando das chaves indicada na Fig. 6.5-2, consistindo de abrir S_1 , S_3 e fechar S_2 , S_4 . Notar que quando a soma da carga das 3 áreas estiver próxima do limite da capacidade do sistema, muitas manobras do tipo mostrada na Fig. 6.5-2 serão necessárias. Isto não é problema quando se dispõe de telecomando.

Desta forma pode-se postergar a instalação de transformadores quando se tem o telecomando.

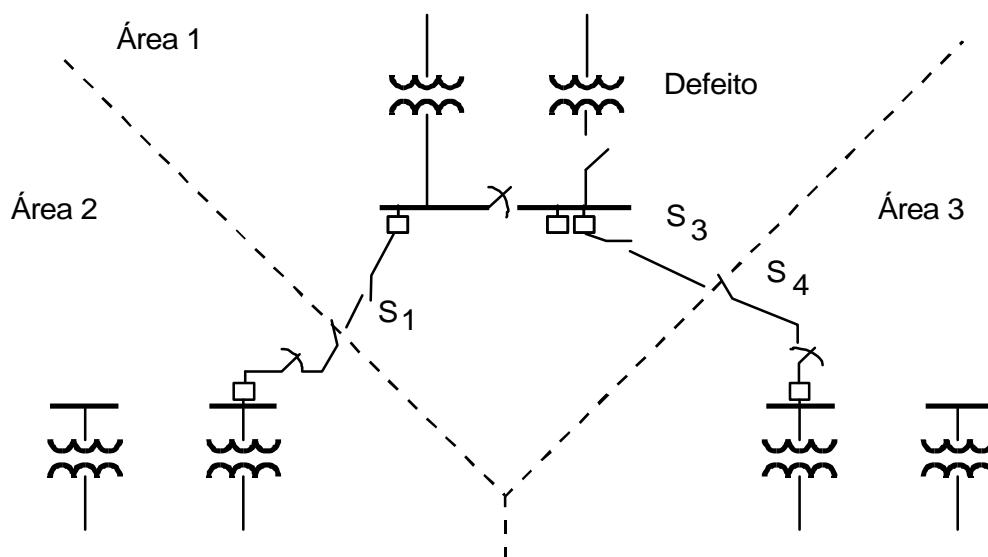


Fig. 6.5-2 Manobra para alívio da área 1

Estes benefícios são reconhecidos e quantificáveis. No Anexo 4 são apresentadas as fórmulas para esta avaliação.

d3) supervisão e controle de usinas

Valem aqui, como conceito geral, os mesmos comentários feitos para comando e controle de subestação.

e) subsistema de leitura automática de medidores

Mediante um custo adicional do medidor eletrônico, e custo do sistema de comunicação pode-se reduzir o contingente de leituristas e agilizar a cobrança das contas.

Em países onde o custo de mão de obra é barata dificilmente se justifica economicamente este subsistema. Soluções intermediárias como a pré venda, recursos digitais portáteis aos leituristas são interessantes neste caso.

f) subsistema de gerenciamento de carga

O benefício que traz este subsistema advém de limitar o crescimento da ponta em relação ao consumo.

Como o fator limitante no dimensionamento dos circuitos e transformadores acaba sendo a ponta da carga, segue-se que este subsistema, quando instalado, permite a postergação de obras.

É um benefício reconhecido e quantificável.

252

g) subsistema de atendimento da reclamação

O benefício deste subsistema automatizado é a redução de linhas telefônicas 196 e do contingente de atendentes.

São benefícios reconhecidos porém a quantificação é difícil face aos critérios e hipóteses a assumir.

h) subsistema de ligação de consumidores

Este subsistema agiliza o processo de ligação melhorando o atendimento e a imagem da empresa. O benefício é de difícil quantificação.

Seu custo entretanto é pequeno principalmente quando outras automações já estão implementadas.

i) subsistema de gerenciamento da construção

Este subsistema otimiza a construção, leva a menores tempos de comissionamento no final das obras e racionaliza o estoque de equipamentos e peças. O benefício é reconhecido e de difícil quantificação exceto o cálculo de volume do estoque.

j) subsistema de apoio a manutenção

Este subsistema permite otimização dos recursos materiais e humano na manutenção. Seu benefício é reconhecido mas de difícil quantificação.

k) benefício global

Ao comparar o custo e o benefício, subsistema por subsistema, pode-se chegar a dificuldade de justificação da instalação de automação.

Entretanto juntando as várias funções pode ser encontrado um compartilhamento de custo entre subsistemas tornando mais fácil a justificativa econômica do sistema como um todo. O sistema de automação é uma ferramenta que propicia a eficiência, a qualidade e a racionalização de recursos e por isso deve ser sempre considerado com carinho pelo engenheiro de distribuição.

ANEXO 1

**LISTA DE PONTOS MONITORADOS E DE CONTROLE
SUBESTAÇÃO**

Tabela de pontos de uma Subestação de Energia	
1 - Alimentador A11	
1.1 Proteções	
A11_50_27cc	Alim. A11 - Sobrecorrentes - defeito fonte CC
A11_50DAZ	Alim. A11 - Sobrecorrente - desligamento - Fase AZ
A11_50DBR	Alim. A11 - Sobrecorrente - desligamento - Fase BR
A11_50DN	Alim. A11 - Sobrecorrente - desligamento - Neutro
A11_50DVM	Alim. A11 - Sobrecorrente - desligamento - Fase VM
A11_86Edblg	Alim. A11 - Estado da Proteção Desbloqueado
A11_86Eblg	Alim. A11 - Estado da Proteção Bloqueado
A11_86BlgProt	Alim. A11 - Bloqueio por Proteção
1.2 Comando do bay	
B11_Cblg	Bay 11 - Comando bloquear bay
B11_Cdblg	Bay 11 - Comando desbloquear bay
B11_Eblg	Bay 11 - Estado - bloqueado
B11_Edblg	Bay 11 - Estado - desbloqueado
B11_Elocal	Bay 11 - Estado Local
B11_Erem	Bay 11 - Estado Remoto
B11_Clocal	Bay 11 - Comando Local
	Bay 11 - Comando Remoto
D11_52CA	Disjuntor D11 - Comando Abrir
D11_52CF	Disjuntor D11 - Comando Fechar
D11_Com_desab	Disjuntor D11 - Comando desabilitado
D11_CRelig_blg	Disjuntor D11 - Comando Bloqueio do religamento
D11_CRelig_dblg	Disjuntor D11 - Comando Desbloqueio do religamento
D11_EA	Disjuntor D11 - Estado Aberto
D11_EF	Disjuntor D11 - Estado Fechado
D11_ERelig_blg	Disjuntor D11 - Estado do religamento Bloqueado
D11_ERelig_dblg	Disjuntor D11 - Estado do religamento Desbloqueado
D11_EXTR	Disjuntor D11 - Extraído
D11_Falha_Cblg	Disjuntor D11 - Comando Bloqueio falha disjuntor
D11_Falha_Cdblg	Disjuntor D11 - Comando Desbloqueio falha disjuntor
D11_Falha_Eblg	Disjuntor D11 - Estado falha disjuntor - bloqueado
D11_Falha_Edblg	Disjuntor D11 - Estado falha disjuntor - desbloqueado
D11_FalhaDA	Disjuntor D11 - Falha disjuntor - atuação
D11_INS	Disjuntor D11 - Inserido
D11_molades	Disjuntor D11 - mola descarregada
D11_Relig_Atua	Disjuntor D11 - Religamento automático - atuação
D11_FA27	Disjuntor D11 - falta de CC
D11_Elocal	Disjuntor D11 - Estado Local
D11_Erem	Disjuntor D11 - Estado Remoto
D11_Clocal	Disjuntor D11 - Comando Local
D11_Crem	Disjuntor D11 - Comando Remoto
1.3 Medições	
A11_cosfi_AZ	Alim. A11 - Fator de Potência - Fase AZ
A11_cosfi_BR	Alim. A11 - Fator de Potência - Fase BR
A11_cosfi_trif	Alim. A11 - Fator de Potência - trifásico- calc.
A11_cosfi_VM	Alim. A11 - Fator de Potência - Fase VM
A11_Enat_dia	Alim. A11 - Energia ativa calculada - dia

A11_Enat_mes	Alim. A11 - Energia ativa calculada - mes
A11_Enreat_dia	Alim. A11 - Energia reativa calculada - dia
A11_Enreat_mes	Alim. A11 - Energia reativa calculada - mes
A11_IAZ	Alim. A11 - Corrente - Fase AZ
A11_IBR	Alim. A11 - Corrente - Fase BR
A11_Ifmax	Alim. A11 - Corrente máxima entre as fases(calc.)
A11_IN	Alim. A11 - Corrente de neutro
A11_IVM	Alim. A11 - Corrente - Fase VM
A11_PAZ	Alim. A11 - Potência ativa - Fase AZ
A11_PBR	Alim. A11 - Potência ativa - Fase BR
A11_Ptrif	Alim. A11 - Potência ativa - trifásica-calc.
A11_PVM	Alim. A11 - Potência ativa - Fase VM
A11_QAZ	Alim. A11 - Potência reativa - Fase AZ
A11_QBR	Alim. A11 - Potência reativa - Fase BR
A11_Qtrif	Alim. A11 - Potência reativa - trifásica-calc.
A11_QVM	Alim. A11 - Potência reativa - Fase VM
2 - Capacitor C1	
2.1 Proteções	
C1_50_27	Capacitor 1 - Sobrecorrentes - defeito fonte CC
C1_50_DAZ	Capacitor 1 - Sobrecorrente - deslig. - Fase AZ
C1_50_DBR	Capacitor 1 - Sobrecorrente - deslig. - Fase BR
C1_50_DN	Capacitor 1 - Sobrecorrente - deslig. - Neutro
C1_50_DVM	Capacitor 1 - Sobrecorrente - deslig. - Fase VM
C1_E86	Capacitor 1 - Estado Proteções bloqueadas
C1_86Cblq	Capacitor 1 - Comando Bloqueio Proteção
C1_86Cdblq	Capacitor 1 - Comando Desbloqueio Proteção
C1_51N_1D	Capacitor 1 - Sobretensão de Neutro 51N-1 - deslig.
C1_51N_2D	Capacitor 1 - Sobretensão de Neutro 51N-2 - deslig.
C1_PC_DAZ	Capacitor 1 - Prot. back-up conv. - deslig. - Fase AZ
C1_PC_DBR	Capacitor 1 - Prot. back-up conv. - deslig. - Fase BR
C1_PC_DN	Capacitor 1 - Prot. back-up conv. - deslig. - Neutro
C1_PC_DVM	Capacitor 1 - Prot. back-up conv. - deslig. - Fase VM
2.2 Comando do bay	
B16_Cblq	Bay 16 - Comando bloquear bay
B16_Cdblq	Bay 16 - Comando desbloquear bay
B16_Eblq	Bay 16 - Estado - bloqueado
B16_Edblq	Bay 16 - Estado - desbloqueado
B16_Elocal	Bay 16 - Estado Local
B16_Erem	Bay 16 - Estado Remoto
B16_Clocal	Bay 16 - Comando Local
B16_Crem	Bay 16 - Comando Remoto
D16_52CA	Disjuntor D16 - Comando Abrir
D16_52CF	Disjuntor D16 - Comando Fechar
D16_Com_desab	Disjuntor D16 - Comando desabilitado
D16_CRelig_bllq	Disjuntor D16 - Comando Bloqueio do religamento
D16_CRelig_dblq	Disjuntor D16 - Comando Desbloqueio do religamento
D16_EA	Disjuntor D16 - Estado Aberto
D16_EF	Disjuntor D16 - Estado Fechado
D16_ERelig_bllq	Disjuntor D16 - Estado do religamento Bloqueado
D16_ERelig_dblq	Disjuntor D16 - Estado do religamento Desbloqueado
D16_EXTR	Disjuntor D16 - Extraído
D16_Falha_Cblq	Disjuntor D16 - Comando Bloqueio falha disjuntor

D16_Falha_Cdblq	Disjuntor D16 - Comando Desbloqueio falha disjuntor
D16_Falha_Eblq	Disjuntor D16 - Estado falha disjuntor - bloqueado
D16_Falha_Edblq	Disjuntor D16 - Estado falha disjuntor - desbloqueado
D16_FalhaDA	Disjuntor D16 - Falha disjuntor - atuação
D16_INS	Disjuntor D16 - Inserido
D16_molades	Disjuntor D16 - mola descarregada
D16_Relig_Atua	Disjuntor D16 - Religamento automático - atuação
D16_FA27	Disjuntor D16 - falta de CC
D16_Elocal	Disjuntor D16- Estado Local
D16_Erem	Disjuntor D16 - Estado Remoto
D16_Clocal	Disjuntor D16 - Comando Local
D16_Crem	Disjuntor D16 - Comando Remoto
S16_EA	Seccionadora S16 - Estado Aberto
S16_EF	Seccionadora S16 - Estado Fechado
S16_CA	Seccionadora S16 - Comando Abrir
S16_CF	Seccionadora S16 - Comando Fechar
S16_Elocal	Seccionadora S16 - Estado Local
S16_Erem	Seccionadora S16 - Estado Remoto
S16_defcom	Seccionadora S16 - defeito circuito comando
S16_Com_desab	Seccionadora S16 - Comando desabilitado
2.3 Medições	
C1_IAZ	Capacitor 1 - Corrente - Fase AZ
C1_IBR	Capacitor 1 - Corrente - Fase BR
C1_Ifmax	Capacitor 1 - Corrente máxima entre as fases(calc.)
C1_IN	Capacitor 1 - Corrente de neutro
C1_IVM	Capacitor 1 - Corrente - Fase VM
C1_QAZ	Capacitor 1 - Potência reativa - Fase AZ
C1_QBR	Capacitor 1 - Potência reativa - Fase BR
C1_Qtrif	Capacitor 1 - Potência reativa trifásica calculada
C1_QVM	Capacitor 1 - Potência reativa - Fase VM
C1_Vn	Capacitor 1 - Tensão residual de neutro
3 - Paralelo 12	
3.1 Comando do bay	
BI12_Cblq	Bayl 12 - Comando bloquear bay
BI12_Cdblq	Bayl 12 - Comando desbloquear bay
BI12_Eblq	Bayl 12 - Estado - bloqueado
BI12_Edblq	Bayl 12 - Estado - desbloqueado
BI12_Elocal	Bayl 12 - Estado Local
BI12_Erem	Bayl 12 - Estado Remoto
BI12_Clocal	Bayl 12 - Comando Local
BI12_Crem	Bayl 12 - Comando Remoto
DI12_52CA	Disjuntor DI12 - Comando Abrir
DI12_52CF	Disjuntor DI12 - Comando Fechar
DI12_Com_desab	Disjuntor DI12 - Comando desabilitado
DI12_EA	Disjuntor DI12 - Estado Aberto
DI12_EF	Disjuntor DI12 - Estado Fechado
DI12_EXTR	Disjuntor DI12 - Extraído
DI12_Falha_Cblq	Disjuntor DI12 - Comando Bloqueio falha disjuntor
DI12_Falha_Cdblq	Disjuntor DI12 - Comando Desbloqueio falha disjuntor
DI12_Falha_Eblq	Disjuntor DI12 - Estado falha disjuntor - bloqueado
DI12_Falha_Edblq	Disjuntor DI12 - Estado falha disjuntor - desbloqueado
DI12_FalhaDA	Disjuntor DI12 - Falha disjuntor - atuação

DI12_INS	Disjuntor DI12 - Inserido
DI12_molades	Disjuntor DI12 - mola descarregada
DI12_FA27	Disjuntor DI12 - falta de CC
DI12_Elocal	Disjuntor DI12- Estado Local
DI12_Erem	Disjuntor DI12 - Estado Remoto
DI12_Clocal	Disjuntor DI12 - Comando Local
DI12_Crem	Disjuntor DI12 - Comando Remoto
4 - Transformador	
4.1 Proteções alta / secundário	
T1_26G1	Trafo T1 - sobretensão do óleo - 1o Gr
T1_26G2	Trafo T1 - sobretensão do óleo - 2o Gr
T1_49E1G2	Trafo T1 - sobretensão do enrol. 1- 2o Gr
T1_49E1G3	Trafo T1 - sobretensão do enrol. 1- 3o Gr
T1_49E2G2	Trafo T1 - sobretensão do enrol. 2 - 2o Gr
T1_49E2G3	Trafo T1 - sobretensão do enrol. 2 - 3o Gr
T1_49E3G2	Trafo T1 - sobretensão do enrol .3 - 2o Gr
T1_49E3G3	Trafo T1 - sobretensão do enrol. 3 - 3o Gr
T1_50_27	Trafo T1 - Sobrecorrentes - defeito fonte CC
T1_51ND1	Trafo T1 - Sobrecorrentes Terra - desligamento (lado 1 - 13,8)
T1_51ND2	Trafo T1 - Sobrecorrentes Terra - desligamento (lado 2 - 13,8)
T1_63G1	Trafo T1 - Buchholz - 1o Gr
T1_63G2	Trafo T1 - Buchholz - 2o Gr
T1_71	Trafo T1 - nível anormal do óleo
T1_87_27	Trafo T1 - Diferencial - defeito de fonte CC
T1_87CB	Trafo T1 - Comando Bloqueio do diferencial
T1_87CD	Trafo T1 - Comando Desbloqueio do diferencial
T1_87DAZ	Trafo T1 - Diferencial - desligamento - Fase AZ
T1_87DBR	Trafo T1 - Diferencial - desligamento - Fase BR
T1_87DVM	Trafo T1 - Diferencial - desligamento - Fase VM
T1_87ED	Trafo T1 - Diferencial - Estado Desligado
T1_87EL	Trafo T1 - Diferencial - Estado Ligado
T1_CO_Clocal	Trafo T1 - Comutador - comando Local
T1_CO_Crem	Trafo T1 - Comutador - comando Remoto
T1_CO_desab	Trafo T1 - Comando comutador desabilitado
T1_CO27	Trafo T1 - Comutador - falta tensão auxiliar
T1_CO63	Trafo T1 - Buchholz do comutador
T1_CO71	Trafo T1 - Comutador - nível anormal do óleo
T1_COB27	Trafo T1 - Bloqueio de comutação com subtensão
T1_COB50	Trafo T1 - Bloqueio de comutação com sobrecorrente
T1_COBR	Trafo T1 - Bloqueio de comutação com religamento
T1_COElocal	Trafo T1 - Comutador - Estado Local
T1_COErem	Trafo T1 - Comutador - Estado Remoto
T1_COFA	Trafo T1 - Comutador - defeito mecanismo acionamento
T1_COMKD	Trafo T1 - Comutador - comando MK-20/digital
T1_FAREF	Trafo T1 - defeito no sistema de refrigeração
T1_LOTAP	Trafo T1 - Comando Diminuir Tap
T1_RATAP	Trafo T1 - Comando Aumentar Tap
T1B1_50_27	Trafo T1B1 - Sobrecorrentes - defeito fonte CC
T1B1_50DAZ	Trafo T1B1 - Sobrecorrente - desligamento - Fase AZ
T1B1_50DBR	Trafo T1B1 - Sobrecorrente - desligamento - Fase BR
T1B1_50DN	Trafo T1B1 - Sobrecorrente - desligamento - Neutro
T1B1_50DVM	Trafo T1B1 - Sobrecorrente - desligamento - Fase VM

T1B1_59DAZ	Trafo T1B1 - Sobretensao - desligamento - Fase AZ
T1B1_59DBR	Trafo T1B1 - Sobretensao - desligamento - Fase BR
T1B1_59DVM	Trafo T1B1 - Sobretensao - desligamento - Fase VM
T1B1_E86blqScor	Trafo T1B1 - Estado bloqueado por Sobrecorrente
T1B1_E86blqSten	Trafo T1B1 - Estado bloqueado por Sobretensão
T1B1_C86blqScor	Trafo T1B1 - Comando bloquear por Sobrecorrente
T1B1_C86blqSten	Trafo T1B1 - Comando bloquear por Sobretensão
T1B1_C86dblqScor	Trafo T1B1 - Comando desbloquear por Sobrecorrente
T1B1_C86dblqSten	Trafo T1B1 - Comando desbloquear por Sobretensão
A15_50_27cc	Alim. A15 - Sobrecorrentes - defeito fonte CC
A15_50DAZ	Alim. A15 - Sobrecorrente - desligamento - Fase AZ
A15_50DBR	Alim. A15 - Sobrecorrente - desligamento - Fase BR
A15_50DN	Alim. A15 - Sobrecorrente - desligamento - Neutro
A15_50DVM	Alim. A15 - Sobrecorrente - desligamento - Fase VM
A15_86Eblq	Alim. A15 - Estado da Proteção Desbloqueado
A15_86Eblq	Alim. A15 - Estado da Proteção Bloqueado
A15_86BlqProt	Alim. A15 - Bloqueio por Proteção
4.2 Comando do bay	
B1_Eblq	Bay 1- Estado comando do bay: bloqueado
B1_Edblq	Bay 1- Estado comando do bay: desbloqueado
B1_Cblq	Bay 1- Comando bloquear bay
B1_Cdblq	Bay 1- Comando desbloquear bay
B1_Elocal	Bay 1 - Estado Local
B1_Erem	Bay 1 - Estado Remoto
B1_Clocal	Bay 1 - Comando Local
B1_Crem	Bay 1 - Comando Remoto
D1_26G1	Disjuntor D1- pressão óleo - 1o Gr
D1_26G2	Disjuntor D1- pressão óleo - 2o Gr
D1_26G3	Disjuntor D1- pressão óleo - 3o Gr
D1_52CA	Disjuntor D1 - Comando Abrir
D1_52CF	Disjuntor D1 - Comando Fechar
D1_Com_desab	Disjuntor D1 - Comando desabilitado
D1_EA	Disjuntor D1 - Estado Aberto
D1_EF	Disjuntor D1- Estado Fechado
D1_Elocal	Disjuntor D1 - Estado Local
D1_Erem	Disjuntor D1 - Estado Remoto
D1_Clocal	Disjuntor D1 - Comando Local
D1_Crem	Disjuntor D1 - Comando Remoto
D1_FA27	Disjuntor D1 - falta de CC
D1_FAca	Disjuntor D1 - defeito circuito CA
D1_FAcc	Disjuntor D1 - defeito circuito CC
D1_pN2	Disjuntor D1 - pressão N2
D1_prsf6_Gr1	Disjuntor D1 - pressão do SF6 - 1o Gr
D1_prsf6_Gr2	Disjuntor D1 - pressão do SF6 - 2o Gr
S1_CA	Seccionadora S1 - Comando Abrir.
S1_CF	Seccionadora S1 - Comando Fechar.
S1_EA	Seccionadora S1 - Estado Aberto
S1_EF	Seccionadora S1 - Estado Fechado
S1_Elocal	Seccionadora S1 - Estado Local
S1_Erem	Seccionadora S1 - Estado Remoto
S1_Clocal	Seccionadora S1 - Comando Local
S1_Crem	Seccionadora S1 - Comando Remoto
S1_defcom	Seccionadora S1 - defeito circuito comando

S1_Com_desab	Seccionadora S1 - Comando desabilitado
B15_Cblq	Bay 15 - Comando bloquear bay
B15_Cdblq	Bay 15 - Comando desbloquear bay
B15_Eblq	Bay 15 - Estado - bloqueado
B15_Edblq	Bay 15 - Estado - desbloqueado
B15_Elocal	Bay 15 - Estado Local
B15_Erem	Bay 15 - Estado Remoto
B15_Clocal	Bay 15 - Comando Local
B15_Crem	Bay 15 - Comando Remoto
D15_52CA	Disjuntor D15 - Comando Abrir
D15_52CF	Disjuntor D15 - Comando Fechar
D15_Com_desab	Disjuntor D15 - Comando desabilitado
D15_CRelig_bllq	Disjuntor D15 - Comando Bloqueio do religamento
D15_CRelig_dblq	Disjuntor D15 - Comando Desbloqueio do religamento
D15_EA	Disjuntor D15 - Estado Aberto
D15_EF	Disjuntor D15 - Estado Fechado
D15_ERelig_bllq	Disjuntor D15 - Estado do religamento Bloqueado
D15_ERelig_dblq	Disjuntor D15 - Estado do religamento Desbloqueado
D15_EXTR	Disjuntor D15 - Extraído
D15_Falha_Cblq	Disjuntor D15 - Comando Bloqueio falha disjuntor
D15_Falha_Cdbllq	Disjuntor D15 - Comando Desbloqueio falha disjuntor
D15_Falha_Eblq	Disjuntor D15 - Estado falha disjuntor - bloqueado
D15_Falha_Edblq	Disjuntor D15 - Estado falha disjuntor - desbloqueado
D15_FalhaDA	Disjuntor D15 - Falha disjuntor - atuação
D15_INS	Disjuntor D15 - Inserido
D15_molades	Disjuntor D15 - mola descarregada
D15_Religi_Atua	Disjuntor D15 - Religamento automático - atuação
D15_FA27	Disjuntor D15 - falta de CC
D15_Elocal	Disjuntor D15 - Estado Local
D15_Erem	Disjuntor D15 - Estado Remoto
D15_Clocal	Disjuntor D15 - Comando Local
D15_Crem	Disjuntor D15 - Comando Remoto
4.3 Medições	
T1B1_cosfi_AZ	Trafo T1B1 - Fator de Potência - Fase AZ
T1B1_cosfi_BR	Trafo T1B1 - Fator de Potência - Fase BR
T1B1_cosfi_VM	Trafo T1B1 - Fator de Potência - Fase VM
T1B1_cosfi_trif	Trafo T1B1 - Fator de Potência - Trifásica
T1B1_EA_trif	Trafo T1B1 - Energia ativa - Trifásica
T1B1_ER_trif	Trafo T1B1 - Energia reativa - Trifásica
T1B1_IAZ	Trafo T1B1 - Corrente - Fase AZ
T1B1_IBR	Trafo T1B1 - Corrente - Fase BR
T1B1_lfmax	Trafo T1B1 - Corrente máxima entre as fases
T1B1_IVM	Trafo T1B1 - Corrente - Fase VM
T1B1_IN	Trafo T1B1 - Corrente de neutro
T1B1_PAZ	Trafo T1B1 - Potência ativa - Fase AZ
T1B1_PBR	Trafo T1B1 - Potência ativa - Fase BR
T1B1_Ptrif	Trafo T1B1 - Potência ativa - Trifásica
T1B1_PVM	Trafo T1B1 - Potência ativa - Fase VM
T1B1_QAZ	Trafo T1B1 - Potência reativa - Fase AZ
T1B1_QBR	Trafo T1B1 - Potência reativa - Fase BR
T1B1_Qtrif	Trafo T1B1 - Potência reativa - Trifásica
T1B1_QVM	Trafo T1B1 - Potência reativa - Fase VM
T1B1_VAZ	Trafo T1B1 - Tensão - Fase AZ

T1B1_VBR	Trafo T1B1 - Tensão - Fase BR
T1B1_VVM	Trafo T1B1 - Tensão - Fase VM
5 - Serviços Auxiliares CA	
5.1 Proteções / Comando	
TCA1_26G1	Trafo TCA1 - sobretemperatura do óleo - 1o Gr
TCA1_26G2	Trafo TCA1 - sobretemperatura do óleo - 2o Gr
TCA1_49E1G2	Trafo TCA1 - sobretemperatura do enrol. 1- 2o Gr
TCA1_49E1G3	Trafo TCA1 - sobretemperatura do enrol. 1- 3o Gr
TCA1_49E2G2	Trafo TCA1 - sobretemperatura do enrol. 2 - 2o Gr
TCA1_49E2G3	Trafo TCA1 - sobretemperatura do enrol. 2 - 3o Gr
TCA1_49E3G2	Trafo TCA1 - sobretemperatura do enrol .3 - 2o Gr
TCA1_49E3G3	Trafo TCA1 - sobretemperatura do enrol. 3 - 3o Gr
TCA1_50_27	Trafo TCA1 - Sobrecorrentes - defeito fonte CC
TCA1_63G1	Trafo TCA1 - Buchholz - 1o Gr
TCA1_63G2	Trafo TCA1 - Buchholz - 2o Gr
TCA1_71	Trafo TCA1 - nível anormal do óleo
TCA1_CO_CL	Trafo TCA1 - Comutador - comando Local
TCA1_CO_CR	Trafo TCA1 - Comutador - comando Remoto
TCA1_CO_desab	Trafo TCA1 - Comando comutador desabilitado
TCA1_CO27	Trafo TCA1 - Comutador - falta tensão auxiliar
TCA1_CO63	Trafo TCA1 - Buchholz do comutador
TCA1_CO71	Trafo TCA1 - Comutador - nível anormal do óleo
TCA1_COB27	Trafo TCA1 - Bloqueio de comutação com subtensão
TCA1_COB50	Trafo TCA1 - Bloqueio de comutação com sobrecorrente
TCA1_COEL	Trafo TCA1 - Comutador - modo Local
TCA1_COER	Trafo TCA1 - Comutador - modo Remoto
TCA1_COFA	Trafo TCA1 - Comutador - defeito mecanismo acionamento
TCA1_VALSEG	Trafo TCA1 - Válvula de segurança
TCA1_50DAZ	Trafo TCA1 - Sobrecorrente - desligamento - Fase AZ
TCA1_50DBR	Trafo TCA1 - Sobrecorrente - desligamento - Fase BR
TCA1_50DN	Trafo TCA1 - Sobrecorrente - desligamento - Neutro
TCA1_50DVM	Trafo TCA1 - Sobrecorrente - desligamento - Fase VM
CA1_da_EA	Disjuntor alta Barra CA1 - Estado Aberto.
CA1_da_EF	Disjuntor alta Barra CA1 - Estado Fechado.
CA1_da_CF	Disjuntor alta Barra CA1 - Comando Fechar.
CA1_da_CA	Disjuntor alta Barra CA1 - Comando Abrir.
CA1_db_EA	Disjuntor baixa Barra CA1 - Estado Aberto.
CA1_db_EF	Disjuntor baixa Barra CA1 - Estado Fechado.
CA1_db_CF	Disjuntor baixa Barra CA1 - Comando Fechar.
CA1_db_CA	Disjuntor baixa Barra CA1 - Comando Abrir.
CA1_db_atua	Disjuntor baixa Barra CA1 - Atuado.
CA1_da_EXTR	Disjuntor alta Barra CA1 - Extraído
CA1_da_INS	Disjuntor alta Barra CA1 - Inserido
CA1_da_FA27	Disjuntor alta Barra CA1 - falta de CC
5.2 Medições	
CA1_Enat_dia	Serviço Auxiliar CA - Energia ativa calculada - dia
CA1_Enat_mes	Serviço Auxiliar CA - Energia ativa calculada - mes
CA1_Ereat_mes	Serviço Auxiliar CA - Energia reativa calculada - mes
CA1_Ereat_dia	Serviço Auxiliar CA - Energia reativa calculada - dia
CA1_la_AZ	Corrente Serviço Auxiliar CA1, lado alta - Fase AZ
CA1_la_BR	Corrente Serviço Auxiliar CA1, lado alta - Fase BR
CA1_la_VM	Corrente Serviço Auxiliar CA1, lado alta - Fase VM

CA1 Ib_AZ	Corrente Serviço Auxiliar CA1, lado baixa - Fase AZ
CA1 Ib_BR	Corrente Serviço Auxiliar CA1, lado baixa - Fase BR
CA1 Ib_VM	Corrente Serviço Auxiliar CA1, lado baixa - Fase VM
CA1_VAZ	Tensão Serviço Auxiliar - Fase AZ
CA1_VBR	Tensão Serviço Auxiliar - Fase BR
CA1_VVM	Tensão Serviço Auxiliar - Fase VM
CA1_Vbar	Tensão da barra 1 do Serviço Auxiliar
6 - Serviços Auxiliares CC	
6.1 Proteções / Comando	
CC1_dCA_EA	Disjuntor CA Barra CC1 - Estado Aberto.
CC1_dCA_EF	Disjuntor CA Barra CC1 - Estado Fechado.
CC1_dCA_CF	Disjuntor CA Barra CC1 - Comando Fechar.
CC1_dCA_CA	Disjuntor CA Barra CC1 - Comando Abrir.
CC1_Scb_EA	Seccionadora Carregador Bateria - Estado Aberto.
CC1_Scb_EF	Seccionadora Carregador Bateria - Estado Fechado.
CC1_Scb_CF	Seccionadora Carregador Bateria - Comando Abrir.
CC1_Scb_CA	Seccionadora Carregador Bateria - Comando Fechar.
CC1_Sba_EA	Seccionadora Bateria - Estado Aberto.
CC1_Sba_EF	Seccionadora Bateria - Estado Fechado.
CC1_Sba_CF	Seccionadora Bateria - Comando Abrir.
CC1_Sba_CA	Seccionadora Bateria - Comando Fechar.
CC1_dCCbar_EA	Disjuntor CC Barra CC1 - Estado Aberto.
CC1_dCCbar_EF	Disjuntor CC Barra CC1 - Estado Fechado.
CC1_dCCbar_CF	Disjuntor CC Barra CC1 - Comando Fechar.
CC1_dCCbar_CA	Disjuntor CC Barra CC1 - Comando Abrir.
CC1_dCCbar_atua	Disjuntor CC Barra CC1 - Atuado.
CCI12_dccint_EA	Disjuntor CC Interlig. CC1/2 - Estado Aberto.
CCI12_dccint_EF	Disjuntor CC Interlig. CC1/2 - Estado Fechado.
CCI12_dccint_CF	Disjuntor CC Interlig. CC1/2 - Comando Fechar.
CCI12_dccint_CA	Disjuntor CC Interlig. CC1/2 - Comando Abrir.
CCI12_dccint_atua	Disjuntor CC Interlig. CC1/2 - Atuado.
6.2 Medições	
CC1_laz	Corrente de fase az, Serviço Auxiliar CC
CC1_lbar	Corrente CC da barra 1 do Serviço Auxiliar CC
CC1_lbat	Corrente CC da bateria do Serviço Auxiliar CC
CC1_lbr	Corrente de fase br, Serviço Auxiliar CC
CC1_lvm	Corrente de fase vm, Serviço Auxiliar CC
CC1_lret	Corrente retificada do Serviço Auxiliar CC
CC1_Vbar	Tensão na barra do Serviço Auxiliar CC

ANEXO 2

LISTA DE PONTOS MONITORADOS E DE CONTROLE EM UMA USINA:

- GRUPOS**
- SERVIÇOS AUXILIARES**
- VERTEDOURO**

Pontos Monitorados em Usinas

Com base no projeto de uma usina, serão apresentados os elementos supervisionados e controlados por um Sistema Digital, relacionando os pontos previstos de entrada e saída das unidades de aquisição e dados de controle.

	LISTA DE PONTOS DE SUPERVISÃO E MEDIÇÃO
CÓDIGO	DESCRIÇÃO
	CASA DE MÁQUINAS
	1. GRUPO
	1.1 - Válvulas Solenóides
2OBB/a	Sistema Regulação-Válvula Principal Circuito Óleo Dinâmico - Aberta
2OBB/B	Sistema Regulação-Válvula Principal Circuito Óleo Dinâmico - Fechada
	Válvula 2OBB - Abrir
	Válvula 2OBB - Fechar
2OBC/a	Distribuidor - Válvula de Bloqueio - Aberta
2OBC/B	Distribuidor - Válvula de Bloqueio - Fechada
	Válvula 2OBC - Abrir
	Válvula 2OBC - Fechar
	1.2 - Partida e Parada da Unidade
	Rotação - Nominal
	Água de Vedação - Vazão Existente
	Vedação Auxiliar - Aplicar
	Vedação Auxiliar - Desaplicar
	Vedação Auxiliar - Aplicada
	Vedação Auxiliar - Desaplicada
	Travas Manuais do Distribuidor - Aplicadas
	Travas Manuais do Distribuidor - Desaplicadas
	Válvula de Água de Resfriamento - Abrir
	Válvula de Água de Resfriamento - Fechar
	Válvula de Água de Resfriamento - Aberta
	Válvula de Água de Resfriamento - Fechada
	Água de Resfriamento de Óleo Lubrificante - Vazão Estabelecida
	Água de Resfriamento do Gerador - Vazão Estabelecida
	Válvula de Parada Normal - Rearmar
	Válvula de Parada Normal - Armada

	LISTA DE PONTOS DE SUPERVISÃO E MEDIÇÃO
CÓDIGO	DESCRIÇÃO
	Válvula de Parada Normal - Desarmada
	Válvula de Parada de Emergência - Rearmar
	Válvula de Parada de Emergência - Armada
	Válvula de Parada de Emergência - Desarmada
	Regulador de Velocidade - Partida Automática - Acionar
	Parada Normal - Acionar
	Parada de Emergência - Acionar
	Partida Automática - Acionar
	1.3 - Sistema de Excitação
CEX/b	Contator de Excitação - Aberto
CEX/a	Contator de Excitação - Fechado
	Grupo em Vazio sem Excitação
	Contator de Excitação - Abrir
	Contator de Excitação - Fechar
77A	Corrente de Campo
	1.4 - Sincronização
25X	Gerador na Tensão Nominal
43/25 - A	Sincronização Automática
43/25 - M	Sincronização Manual
43/25 - D	Sincronização Desligada
43/25 - T	Sincronização Teste
	Grupo Pronto Para Sincronização
	Sincronizador Automático - Partir
	Grupo - Potencial de Referência - Ligar
	Sistema - Potencial de Referência - Ligar
25U	Ordem de Acoplamento
FU - TP	Fusíveis TPs - Fusão
	1.5 - Regulação de Tensão
43/A	Reg. de Tensão-Seleção de Modo de Operação-Automático
43/M	Reg. de Tensão-Seleção de Modo de Operação-Manual

LISTA DE PONTOS DE SUPERVISÃO E MEDIÇÃO	
CÓDIGO	DESCRIÇÃO
90-1/b	Ajuste do Regulador - Valor Pré-Partida
27-90/b	Tensão de Excitação Inicial - Falta
27-90/a	Tensão de Excitação Inicial - presente
27-RT/b	Alimentação Auxiliar - Falta
27-RT/a	Alimentação Auxiliar - Ligada
	Ajuste da Tensão de Referência - Aumentar
	Ajuste da Tensão de Referência - Diminuir
Vref	Tensão de Referência - Valor Ajustado
DV	Indicação de Equilíbrio
	1.6 - Requisição de Velocidade
43/A	Reg. de Velocidade-Seleção de Modo de Operação-Automático
43/M	Reg. de Velocidade-Seleção de Modo de Operação-Manual
65-1/b	Ajuste de Frequência do Regulador-Valor Pré-Partida
65-2/b	Ajuste de Frequência Ativa do Regulador-Valor Pré-Partida
27-65/b	Alimentação Auxiliar-Falta
71MC-1/a	Tanque Ar-Óleo-Nível Muito Alto
71MC-2/a	Tanque Ar-Óleo-Nível Alto
71MC-3/a	Tanque Ar-Óleo-Nível Normal
71MC-4/a	Tanque Ar-Óleo-Nível Parada Bomba Reserva
71MC-5/a	Tanque Ar-Óleo-Nível Partida Bomba Reserva
71MC-6/a	Tanque Ar-Óleo-Nível Baixo 1º Grau
71MC-7/a	Tanque Ar-Óleo-Nível Baixo 2º Grau
71MC-8/a	Tanque Ar-Óleo-Nível Muito Baixo
63.../a	Circuito Óleo-Dinâmico-Pressão Normal
63.../a	Óleo de Acumulador - Pressão Elevada
81-1/a	Sobrevelocidade (120 a 160%)
81-2/a	Rotação > (20 a 40%)
81-4/a	Rotação < 0,5%
81-5/a	Rotação Nominal (100 a 101%)
81-6/a	Rotação = 30%

LISTA DE PONTOS DE SUPERVISÃO E MEDIÇÃO	
CÓDIGO	DESCRIÇÃO
14A/a	Rotação < 0,5%
	Ajuste de Referência de Potência Ativa - Aumentar
	Ajuste de Referência de Potência Ativa - Diminuir
	Ajuste de Referência de Frequência - Aumentar
	Ajuste de Referência de Frequência - Diminuir
	Ajuste do Limitador de Abertura - Aumentar
	Ajuste do Limitador de Abertura - Diminuir
	Potência Ativa Ajustada
	Frequência Ajustada
PD	Posição do Distribuidor
PP	Posição das Pás do Rotor
PLE	Posição do Limitador Eletrônico de Abertura
PLM	Posição do Limitador Mecânico de Abertura
77n	Rotação
	1.7 - Proteções do Grupo
87G/a	Diferencial Gerador - Atuação
87GT/a	Diferencial Gerador - Transformador Elevador 1º Grau - Atuação
64GA/a	Defeito à Terra no Estator - Proteção A - Atuação
64GB/a	Defeito à Terra no Estator - Proteção B - Atuação
63TR/a	Buchholz Transformador Elevador 1º Grau - Atuação
63TR/a	Buchholz Transformador Elevador 2º Grau - Atuação
63VSTR/a	Válvula de Segurança Transformador Elevador - Atuação
26TR/a-1G	Temperatura do Óleo Transformador Elevador 1º Grau - Atuação
26TR/a-2G	Temperatura do Óleo Transformador Elevador 2º Grau - Atuação
49TR/a-1G	Temperatura Enrolamento Transformador Elevador 1º Grau - Atuação
49TR/a-2G	Temperatura Enrolamento Transformador Elevador 1º Grau - Atuação
71TR/a	Nível de Óleo Transformador Elevador - Atuação
60/a	Desbalanço de Tensão - Atuação
50BF/a	Falha de Disjuntor - Atuação
32/a	Potência Reversa - Atuação
21G/a	Subimpedância Gerador - Atuação

	LISTA DE PONTOS DE SUPERVISÃO E MEDIÇÃO
CÓDIGO	DESCRIÇÃO
51N-TR/a	Sobrecorrente Temporizado - Neutro - Atuação
54R-TR/a	Defeito à Terra Restrito - Atuação
49G/a	Sobrecarga Gerador - Atuação
46/a-1G	Carga Assimétrica 1º Grau - Atuação
46/a-2G	Carga Assimétrica 2º Grau - Atuação
40/a	Perda de Excitação - Atuação
59T/a	Sobretensão Temporizada - Atuação
59I/a	Sobretensão Instantânea - Atuação
27/a	Subtensão - Atuação
90V/Hz	Sobretensão com Referência de Frequência - Atuação
49TX/a-1G	Temperatura Enrolamento Transformador Excitação 1º Grau - Atuação
49TX/a-2G	Temperatura Enrolamento Transformador Excitação 2º Grau - Atuação
64EX/a-1G	Defeito à Terra no Rotor - 1º Grau - Atuação
64EX/a-2G	Defeito à Terra no Rotor - 2º Grau - Atuação
58TYE	Dispositivo de Supervisão de Tiristores - Atuação
58CD	Dispositivo do Circuito de Disparo de Tiristores - Atuação
76EX/a	Sobretensão de Campo - Atuação
59EX/a	Sobretensão de Excitação - Atuação
51TX/a	Sobrecorrente Temporizado - Atuação
80EX	Resfriamento de Tiristores - Vazão - Falha
12E/a	Sobrevelocidade - Elétrico - Atuação
12M/a	Sobrevelocidade - Mecânico - Atuação
33ERK	Sincronismo Pás do Rotor - Perda
DVE	Vibração do Eixo - Excessiva
48PR/a	Parada Demorada - Atuação
48PA/a	Partida Demorada - Atuação
86E1	Relé de Bloqueio - Parada de Emergência por Defeito Elétrico - Atuação
86E2	Relé de Bloqueio - Parada de Emergência por Defeito Elétrico - Atuação
86M	Relé de Bloqueio - Parada de Emergência por Defeito Mecânico - Atuação
DD	Relé de Bloqueio - Parada Parcial por Defeito na Excitação - Atuação
DS	Relé de Bloqueio - Parada Parcial por Defeito Elétrico - Atuação
DD	Desbloqueio

LISTA DE PONTOS DE SUPERVISÃO E MEDIÇÃO	
CÓDIGO	DESCRIÇÃO
DS	Desbloqueio
38MMT-1G	Temperatura Mancal Guia - Turbina - Metal - 1º Grau
38MMT-2G	Temperatura Mancal Guia - Turbina - Metal - 2º Grau
380MT-1G	Temperatura Mancal Guia - Turbina - Óleo - 1º Grau
380MT-2G	Temperatura Mancal Guia - Turbina - Óleo - 2º Grau
38MMG-1G	Temperatura Mancal Guia - Gerador - Metal - 1º Grau
38MMG-2G	Temperatura Mancal Guia - Gerador - Metal - 2º Grau
380MG-1G	Temperatura Mancal Guia - Gerador - Óleo - 1º Grau
380MG-2G	Temperatura Mancal Guia - Gerador - Óleo - 2º Grau
38MCE-1G	Temperatura Mancal Combinado Gerador - Metal Escora - 1º Grau
38MCE-2G	Temperatura Mancal Combinado Gerador - Metal Escora - 2º Grau
38MCG-1G	Temperatura Mancal Combinado Gerador - Metal Guia - 1º Grau
38MCG-2G	Temperatura Mancal Combinado Gerador - Metal Guia - 2º Grau
380C-1G	Temperatura Mancal Combinado Escor/Guia - Gerador - Óleo - 1º Grau
380C-2G	Temperatura Mancal Combinado Escor/Guia - Gerador - Óleo - 2º Grau
800C	Circulação Óleo Mancal Combinado Escor/Guia - Gerador - Falha
80ARG	Circulação Água de Resfriamento - Gerador - Falha
80AVP	Circulação Água de Vedação - Falha
X33RD/a	Distribuidor - Elemento de Ruptura - Cizalhado
	1.8 - Turbina
33PD1/a	Distribuidor Fechado
33PD2/a	Distribuidor Aberto
33PD3/a	Distribuidor em Vazio
33TDA/a	Distribuidor Travado
33TDA/b	Distribuidor Destravado
X33RD/b	Distribuidor - Elemento de Ruptura - Normal
QT	Vazão da Turbina
63GTA	Perda de Carga na Grade
RTD	Mancal Guia da Turbina - Temperatura do Óleo
RTD	Mancal Guia da Turbina - Temperatura do Metal

LISTA DE PONTOS DE SUPERVISÃO E MEDIÇÃO	
CÓDIGO	DESCRIÇÃO
	1.9 - Gerador
	Temperatura Enrolamento - 12RTD's
	Temperatura Núcleo - 12RTD's
	Mancal Guia do Gerador - Temperatura do Óleo
	Mancal Guia do Gerador - Temperatura do Metal - 2RTD's
	Mancal Combinado Escora / Guia do Gerador 0 Temperatura do Óleo
	Mancal Combinado do Gerador - Escora - Temperatura do Metal - 2RTD's
	Mancal Combinado do Gerador - Guia - Temperatura do Metal - 2RTD's
77A	Corrente Fase A
77A	Corrente Fase B
77A	Corrente Fase V
77V	Tensão Fase AB
77V	Tensão Fase BV
77V	Tensão Fase VA
77W	Potência Ativa
77VAr	Potência Reativa
77Wh	Energia Ativa
77F	Frequência
	1.10 - Óleo dos Mancais
63MI/a	Circuito Óleo - Dinâmico - Pressão Normal
63MI/1-a	Bomba de Injeção de Óleo - Pressão Normal
	Bomba de Injeção Principal - Ligada
	Bomba de Injeção Principal - Desligada
	Bomba de Injeção Principal - Ligar
	Bomba de Injeção Principal - Desligar
	Bomba de Injeção Reserva - Ligada
	Bomba de Injeção Reserva - Desligada
	Bomba de Injeção Reserva - Ligar
	Bomba de Injeção Reserva - Desligar
	Válvula do Circuito de Óleo Lubrificante - Abrir
	Válvula do Circuito de Óleo Lubrificante - Fechar
	Válvula do Circuito de Óleo Lubrificante - Aberta

LISTA DE PONTOS DE SUPERVISÃO E MEDIÇÃO	
CÓDIGO	DESCRIÇÃO
	Válvula do Circuito de Óleo Lubrificante - Fechada
	Óleo Lubrificante - Vazão - Existente
	Nível do Reservatório Inferior de Óleo - Normal
	Nível de Óleo do Mancal de Guia da Turbina - Normal
	Nível de Óleo do Mancal de Guia do Gerador - Normal
	Nível de Óleo do Mancal Combinado Escor/Guia do Gerador - Normal
	1.11 - Freios do Gerador
33FG/a	Freio Aplicado
33FG/b	Freio Desaplicado
	Freio - Aplicar
	Freio - Desaplicar
63AFG	Ar de Frenagem - Pressão - Normal
	1.12 - Aquecimento do Gerador
	Aquecimento Ligado
	Aquecimento Desligado
	Termostato
	1.13 - Comporta da Tomada d'Água
	Comporta Fechada
	Comporta Aberta - Posição Equalização de Pressão
	Comporta Totalmente Aberta
	Comporta em Derivação
	Comporta - Abrir
	Comporta - Fechar
	1.14 - Transformador Elevador
RTD	Temperatura Enrolamento
	1.15 - Centro de Controle de Motores da Unidade
X1-27CA	Alimentação 115Vca - Falta Tensão

ANEXO 3

**DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO, ELIMINAÇÃO DE DEFEITOS E
RESTABELECIMENTO DO SISTEMA - RETORNO DE
INVESTIMENTO DEVIDO DIFERENTES NÍVEIS DE AUTOMAÇÃO**

1 INTRODUÇÃO

O objetivo do presente texto é descrever uma metodologia para determinar os valores de retorno de investimento, quando na rede instala-se um SSC (Sistema de Supervisão e Controle), e/ou Automação de Mapas

2 METODOLOGIA

Para este estudo ser efetuado as seguintes atividades devem ser contempladas:

- Escolha dos pontos de manobra para localização e restabelecimento da energia;
- Estabelecimento do procedimento de localização do defeito e restabelecimento da energia;
- Cálculo da energia não fornecida na hora de ponta, para um defeito em cada secção;
- Cálculo da energia não fornecida provável, levando em consideração a curva de carga, e a taxa de desligamentos por quilometro de circuito primário.
- Cálculo do valor da energia interrompida;
- Determinação dos recursos computacionais para o SSC e seus custos;
- Comparação dos custos de investimento contra os custos de energia interrompida.

A) escolha dos pontos de manobra

Cada circuito contém várias chaves de manobra. Entretanto para descrever esta metodologia serão escolhidas 3 chaves por circuito, para ação da equipe na localização do defeito e restabelecimento do suprimento de energia.

Para escolha destas chaves, numa rede existente, deve-se levar em consideração:

- O fato da chave já ser motorizada;
- As 3 chaves escolhidas devem estar próximas e interromper blocos relativamente grande de carga;
- Cada trecho entre as 3 chaves ter pelo menos um socorro por outro circuito.

B) procedimento para localização do defeito e restabelecimento da energia

B1) sistema sem automação

Os passos para localização do defeito e restabelecimento da energia que serão descritos a seguir estão baseados num circuito com 4 trechos, portanto com 3 chaves de manobra, denominadas chave principal IPP, chave a montante IPM e a chave jusante IPJ (Fig 2-1)

Este procedimento é usado por algumas empresas. Outras podem usar procedimentos diferentes.

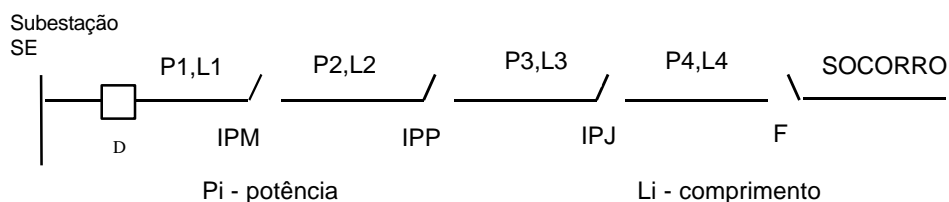


Fig. 2-1 Esquema de manobra

Estes passos (etapas) são:

- a) Ocorre o defeito
- b) Aparecem as reclamações (telefone 196)
- c) Localiza-se a área sem energia no mapa
- d) A equipe de socorro desloca-se da subestação até a chave IPP observando se não há defeito permanente (condutor caído, árvore sobre a linha, etc..).
- e) Não localizando o defeito, abre a chave IPP e solicita o religamento na SE pelo disjuntor D, podendo ocorrer dois casos:
 - e1) O disjuntor desliga, pois o defeito está entre a SE e a chave IPP. Neste caso liga-se o socorro em F energizando o trecho IPP á F.
 - e2) O disjuntor não desliga, pois o defeito está entre IPP e F.
- f) Na situação e1 acima, a equipe desloca-se até a chave IPM abre-a e solicita o religamento de D, podendo acontecer de novo, dois casos:
 - f1) O disjuntor desliga pois o defeito está entre a SE e a chave IPM. Neste caso liga-se IPP e energiza o trecho IPM-IPP.
 - f2) O disjuntor não desliga. Neste caso o defeito está entre IPM-IPP e o trecho inicial está energizado.

Na situação e2 acima, o procedimento é similar ao anteriormente descrito trocando-se IPM por IPJ e D por F.

Desta forma, nesta etapa fica localizado o trecho com defeito que pode estar em qualquer secção.

- g) A equipe desloca-se no trecho onde está o defeito até localizá-lo, repara o defeito e remanobra todas as chaves para voltar ao estado inicial.

Neste procedimento tem-se os seguintes valores de energia interrompida, definidos pelos respectivos tempos e potências.

ETAPAS	TEMPO	POTÊNCIA INTERROMPIDA
a, b, c, d	. de aparecer as reclamações . de localizar o mapa . de localizar o circuito . de deslocamento até IPP, SE ou do socorro	P1+ P2+ P3+ P4
e,f	. deslocamento a chave adjacente	(P1+P2) ou (P3+P4)
g	. abertura da chave e religamentos . tempo de deslocamento, localização e reparo no trecho e manobra para retorno a condição inicial	P1,ou P2,ou P3,ou P4

B2) sistema com software gráfico apenas (AM/FM/GIS)

O procedimento é o mesmo descrito acima porém o tempo do passo c, é menor que no caso sem automação, devido a diminuição do tempo de procura no mapa.

B3) sistema com SSC

Não aparecem as etapas "a" até "f", e na etapa "g", deve-se computar adicionalmente o tempo da equipe se deslocar até o ponto da secção com defeito, mais próximo da SE.

A energia cortada estará baseada nos valores a seguir:

ETAPA	TEMPO	POTÊNCIA INTERROMPIDA
g	. Tempo de deslocamento até o início do trecho em defeito. . Tempo de deslocamento, localização e reparo no trecho.	P1, ou P2, ou P3, ou P4

B4) outros procedimentos

Algumas empresas podem adotar procedimentos de procura diferentes como por exemplo:

- igual ao descrito neste item, porém sem ligar o socorro, ficando pois desligados todos os trechos desde aquele com defeito até o final da linha, até terminar o reparo,
- deslocar desde o extremo inicial ao outro da linha (final) sendo que ao atingir uma nova chave abre-a e religa o disjuntor,
- no caso de circuitos com mais de 4 trechos (ou até 3 chaves de manobras).
 - repete-se os passos “a” até “e”.
 - determinado o semi trecho com defeito, desloca-se para a chave mais próxima do meio deste semi trecho, e repete-se a operação.
 - e assim sucessivamente (dicotomia).

Em todos estes casos pode-se proceder o cálculo da potência interrompida e dos tempos envolvidos para se chegar a energia não suprida.

B5) comentários

- Ao se efetuar a avaliação da potência interrompida deve-se verificar se o circuito de socorro pode atender o circuito a ser socorrido.
- Esta metodologia é válida completamente, apenas para os defeitos que não são identificados no primeiro percurso ou que estão nos trechos mais a jusante.
- Estas duas hipóteses acima são adotadas aqui como premissas.

C) cálculo da energia não suprida, na hora de ponta, para um defeito em cada secção

Com as tabelas de tempos e potências interrompidas indicadas no item anterior pode-se calcular a energia não suprida para casos de defeito em cada secção (E1, E2, E3, E4).

$$E_i = \sum t_j P_j$$

t_j, P_j são os tempos e as potências interrompidas em cada passo do procedimento indicado.

D) cálculo da energia anual não fornecida provável, levando-se em consideração a curva de carga e a taxa de desligamento

Admitindo-se que a probabilidade de defeito é a mesma em cada trecho e em cada hora do dia, e a simplificação de que os tempos envolvidos nos vários passos do procedimento são os mesmos a qualquer hora do dia, tem-se:

$$E_{\text{total}} = (\sum E_i L_i) f_c d$$

f_c = fator de carga

L_i = comprimento do trecho i

d = desligamentos por km por ano

E) cálculo do valor da energia interrompida

Uma vez determinado o valor da energia interrompida passa-se a etapa de avaliar seu preço que pode ser separado em duas parcelas.

- a primeira devido a energia não vendida (prejuízo da concessionária) valorizada em C_1 US\$/kWh.
- a segunda devido ao custo social da energia (perda da produção, segurança, prejuízo da comunidade, etc) valorizada em C_2 US\$/kWh.

$$C_{\text{an}} = E_{\text{total}} (C_1 + C_2) \quad \text{US\$/ano}$$

Em geral adota-se para C_1 o custo de venda do kWh pela concessionária embora parte da energia não fornecida naquele momento de defeito seja consumida depois (banho por exemplo).

A segunda parcela C_2 depende do local e tipo do consumidor e pode por isto ter valores diferentes dependendo da situação.

ANEXO 4

INFLUÊNCIA DA AUTOMAÇÃO DE REDES (SSC) NO PLANEJAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO

CRITÉRIOS DE SOCORRO ENTRE TRANSFORMADORES AT/MT

1 PRELIMINARES

O critério adotado por algumas concessionárias prevê que no caso de perda de um transformador AT/MT, o socorro seja feito apenas pelos demais transformadores da mesma subestação, aceitando entretanto uma certa sobrecarga nestes transformadores que continuam em operação. Seja por exemplo uma área com três subestações, cada uma com n_i transformadores de potência S_i cada um, e com potência de ponta P_i na subestação. No caso do socorro vir pelos transformadores da mesma subestação apenas, ao sair um transformador da subestação i , e admitindo-se uma sobrecarga F dos demais transformadores desta subestação, deve-se ter:

(* critério de emergência)

$$F (n_i - 1) S_i \geq P_i$$

Adicionalmente com todos transformadores presentes deve ser satisfeita a segunda condição:

(* critério de condição normal)

$$n_i S_i \geq P_i$$

No caso de se ter automação, pode-se supor que todos os transformadores das subestações da área participem no socorro. Desta forma, no caso de um transformador, por exemplo da subestação 1, sair de operação, numa área com 3 subestações tem-se:

(* critério de emergência)

$$F [(n_1 - 1) S_1 + n_2 S_2 + n_3 S_3] \geq P_1 + P_2 + P_3$$

Adicionalmente deve-se verificar que, com todos os transformadores presentes, a soma de suas capacidades seja maior que a potência de ponta:

(* critério de condição normal)

$$n_1 S_1 + n_2 S_2 + n_3 S_3 \geq P_1 + P_2 + P_3$$

Entretanto para realizar o socorro com a participação de todas as subestações da área, seria conveniente ter o recurso de manobrar as chaves dos alimentadores, de forma a transferir, a potência dos alimentadores ligados ao transformador que saiu, para os demais alimentadores. Isto pode ser facilmente feito no caso de se prover a rede de um SSC-Sistema de Supervisão e Controle, e chaves telecomandadas.

Desta forma, o SSC permite alterar o critério existente, o que leva a postergação na instalação de novos transformadores.

Deve-se entretanto verificar, o que ocorre em termos de custo devido a variação das perdas nos transformadores (no ferro e no cobre), além evidentemente do custo da automação.

2 PROCEDIMENTO PARA AVALIAÇÃO ECONÔMICA DO CUSTO BENEFÍCIO DA MUDANÇA DE CRITÉRIO

Dada uma potência de ponta P_o (na área ou nas subestações) no ano inicial, pode-se calcular a ponta nos anos seguintes por:

$$P_m = P_o (1 + r)^m$$

onde: P_m potência no ano m
 r taxa de crescimento

a) caso sem automação

Divide-se a potência P_m para as várias subestações segundo uma regra de proporcionalidade por subestação. Em cada ano verifica-se se a potência instalada de transformadores em cada subestação atende ao critério normal e de emergência. Caso não ocorra aloca-se no início daquele ano um novo transformador de potência igual aos demais daquela subestação.

Completado o período de estudo, tem-se então as datas de instalação dos novos transformadores.

Num dado ano m sendo $(n_i S_i)$ a potência instalada de transformadores, o custo anual destes investimentos será $(z C_1 n_i S_i)$ onde C_1 é o custo do transformador em dólares por kVA e z o fator que converte o investimento em custo anual. Esta parcela de custo é então alocada no início do ano m , e apresentará um valor presente CPM:

$$CPM = z C_1 n_i S_i / (1 + j)^{m-1}$$

sendo j a taxa anual de juros

Esta avaliação pode ser feita ano a ano, num dado período t de estudo.

Com relação as perdas nos transformadores tem-se o seguinte equacionamento, para a condição em vazio (no ferro) e em carga (no cobre):

$$\begin{aligned} \text{Perda Ferro} &= p_{fe} n_i S_i \\ \text{Custo das Perdas} &= C p_{fe} = (c_d + h c_e) p_{fe} n_i S_i \end{aligned}$$

onde:

p_{fe} = perdas em vazio em pu da potência do transformador c_d , c_e , h são: o custo de demanda, o custo de energia, e as horas equivalente de perdas.

$$\text{Perda no Cobre} = p_{cu} \left(\frac{P_m}{n_i S_i} \right)^2 n_i S_i$$

$$C_{pcu} = (c_d + h c_e) p_{cu} \frac{P_m^2}{n_i S_i}$$

onde:

p_{cu} = perda no cobre na potência nominal, em pu da potência do transformador
 P_m = potência de ponta no ano m
 $n_i S_i$ = potência instalada de transformadores

Estes custos são alocados no fim do ano m e seus valores presentes serão:

$$C_{ppfe} = (c_d + h c_e) p_{fe} n_i S_i / (1 + j)^m$$

$$C_{ppcu} = (c_d + h c_e) p_{cu} \left(\frac{P_m^2}{n_i S_i} \right) / (1 + j)^m$$

Para o período t pode-se avaliar o valor presente de todas as parcelas anuais das perdas, que junto com o valor presente das parcelas dos custos anuais dos transformadores, constituirá o valor presente global do sistema.

$$V_{ps} = \sum_1^t (CPM + C_{ppfe} + C_{ppcu})$$

b) caso com manutenção

Neste caso adota-se um procedimento análogo ao discutido acima, porém computando toda a potência de ponta da área e os transformadores das subestações como um todo.

BIBLIOGRAFIA

CAPITULO 1

- [1-1] Wollenberg & F, Wood A J, "Power generation, operation and control". John Willey & Sons, 1983

CAPITULO 2

- [2-1] Idoeta V., Capuano F.G., "Elementos de eletrônica digital". Erica Editora Ltda., 7ª edição, 1985.
- [2-2] Landis & Gyr, "Voltage /current transducer telemetering FiC5".
- [2-3] Landis & Gyr, Vorarburg H., "Watt transducer for electric power". LG-Mitteilungen, n 8.
- [2-4] Hartman & Braum do Brasil, "Catálogos de transdutores".
- [2-5] Graeme J. G., Tobey G. E; "Operational amplifiers design and applications" New York, McGraw – Hill , 1977.
- [2-6] Santos J. C., "Sensores opticos aplicados em sistemas elétricos de potência". Apostila, EPUSP, 1994.
- [2-7] Fossa A . J., Rabak C. S; Del Branco Fo O., "Redes Locais – Tecnologias e Arquiteturas", monografia da disciplina PEA – 883, EPUSP, 1993.
- [2-8] Tanenbaum A. S., "Computer Networks", 2º edição, Prantice Hall, 1988.
- [2-9] SEG "Description of SEG RS 485 Interface" . Manual de produto SEG.

CAPITULO 3

- [3.1] Barros A. E., "Sistemas de relés para a proteção das linhas de transmissão". Separata da revista O Mundo Elétrico, década de 60.
- [3.2] Barros A. E., "Reles de distância e sua representação no plano R-X". Separata da revista GE, 1958/1959.
- [3-3] Harowitz S. H., Phadke A. G., "Power system relaying ". J. Willey & Sons, 1992.
- [3-4] INEPAR, "Guia de aplicações para relés direcional de estado sólido".
- [3-5] Brown Boveri, "Catálogo de proteções por relés"
- [3-6] IEEE Tutorial Course, "Computer relaying". Publicação 79EH0148-7-PWR.
- [3-7] Senger E. C., "Proteção digital de sobrecorrente". Tese de doutorado, EPUSP, 1981.

-
- [3-8] Mann B. J., Morrison I. F., "Digital calculation of impedance for transmission line protection". IEEE, PAS-90, n.1, Jan/Fev 1971, pp. 270-279.
- [3-9] Ramamoorthy M., "Application of digital computers to power system protection", Journal of the Institute of Engineers (India), vol 52, n. 10, Jun 1972, pp. 235-238.
- [3-10] Phadke A. G., Hlibra T., Ibrahim M., "A digital computer system for EHV substation: Analysis and field test". IEEE PAS-95, n. 1, Jan/Fev 1976.
- [3-11] Sachdev M. S., Wind D. W., "An on line digital computer approach for generator differential protection". Transactions of CEA, paper n. 73-SP-149, Vol. 12, n 3, 1973, pp. 1-6.
- [3-12] Hope G. S, Dash P. K, Malik O. P., "Digital differential protection of generator unit: scheme and real time tests results". IEEE PAS-96, n. 2, Março / Abril 1977, pp. 502-512.
- [3-13] Hope G. S, Dash P. K, Malik, O. P., "Fast generator protection against internal asymmetrical fault". IEEE PAS-96, n. 5, Set/Out 1977, pp. 1498-1504.
- [3-14] Rockfeller G. D., "Fault protection with digital computer". IEEE PAS-88, n. 4, Abril 1969, pp. 438-461.
- [3-15] Sykes J. A., Morrison I. F., "A proposed method of harmonic restraint differential protection of transformers by digital computer". IEEE PAS-91, n. 3, Maio/Junho, 1972, pp. 1266-1272.
- [3-16] Malik O. P., Dash P. K., Hope G. S., "Digital protection of power transformer". Paper 7C CH1075-1, n. A76 191-7, IEEE, Jan 1976.

CAPITULO 4

- [4-1] EPRI, "Substation control and protection project. System requirements specification". EPRI, EL -1813, 1981.
- [4-2] IEC 354, "Loading guide for oil immersed transformers"
- [4-3] Magrini L. C., e outros, "Desenvolvimento de um sistema de automação de subestação pela integração de módulos de software e hardware existentes no mercado brasileiro". II SIMPASE, Belo Horizonte, 1994.
- [4-4] Magrini L. C., "Concepção de um sistema de supervisão e controle para subestações de energia elétrica". Dissertação de mestrado, EPUSP, 1995.
- [4-5] EPRI, "Digital techniques for control and protection of transmission class substations". EPRI, NS-7-184, 1980.

- [4-6] Eletrobras, "Análise de aplicação de tecnologia digital de controle de processos de usinas e subestações, Vol I, II, III". GADUS, relatório, 1991.

CAPITULO 5

- [5-1] Mancini F^o E. "Simulação digital do comando automático das unidades geradoras da usina hidroelétrica Bento Munhos da Rocha Netto". Dissertação de mestrado, EFEI, 1981.
- [5-2] Oguiwara M. V. ; e outros, "Automação de Usinas Hidroelétricas – Funções e interface Homem Máquina "Congresso Brasileiro de Automática, São Paulo, 1996.
- [5-3] Lorena K. M., e outros, "Automação de Usina Termoelétrica", INDUSCON'96, São Paulo, 1996.

CAPITULO 6

- [6-1] Mun Map, "Catálogo do software".
- [6-2] IEEE Tutorial Course, "Distribution automation". IEEE, 88 EH0280-8-PWR, 1980.
- [6-3] Jardini J. A., e outros, "Custo da automação x custo da energia não fornecida". XI SENDI, Blumenau, 1992.
- [6-4] Penteadó Jr. A. A., e outros, "Impacto da automação na distribuição. Metodologia e ferramental para análise da relação custo/benefício". XI SENDI, Blumenau, 1992.
- [6-5] Yoshida E., "Estudo dos benefícios advindos da implementação da automação na operação de sistemas de distribuição". Dissertação de mestrado, EPUSP, 1993.
- [6-6] Carvalho J. C. M., "Automação integrada para sistemas de distribuição aérea". Dissertação de mestrado, EPUSP, 1994.
- [6-7] Jardini J. A., e outros, "Distribution automation - evaluation of benefits in two study cases". IEEE T&D 94 Conference , Chicago, 1994.
- [6-8] Carvalho J. C. M., Jardini J. A., "Cost and benefits of a distribution automation system for the northeast area of São Paulo". DA/DSM 95, 1995.