



NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA – NDU-017

PROTEÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. DEFINIÇÕES	1
2.1. Falta	1
2.2. Falta Momentânea ou Transitória	1
2.3. Falta Sustentada ou Permanente	1
2.4. Falta Intermitente	1
2.5. Curto-Circuito	2
2.6. Corrente de curto-circuito	2
2.7. Sobrecorrente	2
2.8. Coordenação	2
2.9. Seletividade	2
2.10. Dispositivo Protetor	2
2.11. Dispositivo Protegido ou de Retaguarda	2
2.12. Zona de Proteção	3
2.13. Zona de Proteção Principal	3
2.14. Zona de Proteção de Retaguarda	3
2.15. Montante	3
2.16. Jusante	3
2.17. Sensibilidade	3
2.18. Curvas de Tempo	3
2.19. Coordenograma	4
3. FILOSOFIA DA PROTEÇÃO	4
4. DISJUNTORES	7
4.1. Definição	7
4.2. Características de operação:	7
5. TRANSFORMADOR DE CORRENTE - TC	8
5.1. Definição	8
5.2. Características Técnicas	8
5.3. Critério para Dimensionamento do TC de Proteção	8
6. RELÉ	9
6.1. Definições	9
6.2. Relé Segundo sua Função:	9
6.3. Relés segundo sua Construção	10
6.4. Relés segundo sua Instalação	10
6.5. Critérios Para Ajustes dos Relés	11
7. RELIGADOR	15
7.1. Definição	15
7.2. Descrição de Operação	15

7.3.	Características Técnicas.....	16
7.4.	CrITÉrios de Ajustes de Religador.....	20
8.	CHAVES-FUSÍVEIS.....	29
8.1.	Definição:.....	29
8.2.	PrincÍpio de Funcionamento:.....	30
8.3.	Características Técnicas.....	30
8.4.	Seleção.....	30
8.5.	CrITÉrios para Dimensionamento de Elos FusÍveis:.....	31
9.	SECCIONALIZADOR.....	35
9.1.	Definição.....	35
9.2.	PrincÍpio de Funcionamento.....	35
9.3.	Características de Operação.....	35
9.4.	Acessórios para os Seccionalizadores.....	36
9.5.	CrITÉrios para ajuste de Seccionalizador.....	37
9.6.	Seccionalizador Eletrônico Monopolar.....	37
10.	CRITÉRIOS DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE.....	38
10.1.	Característica Tempo x Corrente.....	39
10.2.	Coordenograma.....	39
10.3.	Possibilidades de seletividade e coordenação entre os diversos equipamentos de proteção:.....	40
11.	ROTEIRO PARA PROJETO DE PROTEÇÃO DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA.....	52
11.1.	Levantamento de Dados Preliminares:.....	53
12.	PROTEÇÃO DO CONSUMIDOR INDUSTRIAL.....	55
12.1.	Informações da concessionária ao consumidor.....	55
12.2.	Proteção contra Sobrecorrente em Alta Tensão.....	55
12.3.	CrITÉrios para ajustes.....	57
12.4.	Relés de Proteção.....	59
12.5.	Coordenograma.....	59
12.6.	Proteção contra sobrecorrente em Baixa Tensão.....	60

1. INTRODUÇÃO

Essa norma tem por objetivo estabelecer os requisitos necessários para a elaboração e execução de estudos de proteção da distribuição das Empresas do Grupo ENERGISA conforme a seguir: Minas Gerais, Nova Friburgo, Borborema, Sergipe, Paraíba e Energisa Soluções S.A, de modo a assegurar as condições técnicas, econômicas, de qualidade e de segurança adequadas à distribuição de energia elétrica.

2. DEFINIÇÕES

2.1. Falta

É todo fenômeno acidental, voluntário ou involuntário, que interrompem o funcionamento normal de um sistema elétrico.

2.2. Falta Momentânea ou Transitória

É a falta que auto se extingue com a atuação da proteção, sucedido de um religamento com sucesso, não havendo assim a necessidade de reparos imediatos no sistema. Estatísticas mostram que a grande maioria dos defeitos é de origem transitória.

2.3. Falta Sustentada ou Permanente

É a falta causada por contato permanente ou duradouro, entre fases ou entre fase e terra, que exige reparos imediatos e provoca interrupções prolongadas para a recomposição do sistema.

2.4. Falta Intermitente

É a falta que auto se extingue com a atuação da proteção, sucedido de um religamento com sucesso, reaparecendo no mesmo local, em intervalos de tempo, provocando o mesmo tipo de interrupção.

2.5. Curto-Circuito

É a ligação accidental ou intencional entre dois ou mais pontos de um circuito elétrico, através de impedância desprezível.

2.6. Corrente de curto-circuito

É a sobrecorrente que resulta de um curto-circuito.

2.7. Sobrecorrente

Intensidade de corrente superior à máxima permitida para um sistema ou equipamento elétrico.

2.8. Coordenação

É a condição que se dá a dois ou mais equipamentos de operarem numa determinada seqüência de operação, previamente definida, quando em condição de falta no sistema, para promover maior continuidade de fornecimento.

2.9. Seletividade

É a condição que se dá ao equipamento de proteção de sempre interromper e manter isolado o menor trecho defeituoso do sistema, afetado por qualquer tipo de falta, transitória ou permanente, sem interromper o fornecimento dos clientes instalados a montante dele, mantendo a continuidade do fornecimento a estes clientes.

2.10. Dispositivo Protetor

É todo equipamento de proteção, automático ou não, localizado imediatamente antes do ponto onde ocorre a falta, considerando o barramento da SE como origem.

2.11. Dispositivo Protegido ou de Retaguarda

É todo equipamento de proteção, automático ou não, localizado anteriormente ao dispositivo protetor, considerando o barramento da SE como origem.

2.12. Zona de Proteção

É o trecho de uma rede de distribuição protegido por um equipamento de proteção.

2.13. Zona de Proteção Principal

É o trecho compreendido entre dois equipamentos de proteção de uma rede de distribuição.

2.14. Zona de Proteção de Retaguarda

É a sobreposição da zona de proteção principal de um equipamento promovida por outro instalado a montante. Esta sobreposição é determinada em função do tipo do equipamento de proteção.

2.15. Montante

Pontos do circuito situados do lado da fonte, considerando como referência o ponto de instalação do dispositivo de proteção.

2.16. Jusante

Pontos do circuito situados do lado da carga, considerando como referência o ponto de instalação do dispositivo de proteção.

2.17. Sensibilidade

É a capacidade que um equipamento de proteção tem em interromper o circuito em condições de curto-circuito de valores mínimos no final do trecho considerado zona de proteção, e ao mesmo tempo de se manter fechado com a circulação da máxima corrente da carga do circuito.

2.18. Curvas de Tempo

É a característica que um equipamento tem em interromper um circuito num tempo em função do corrente que circula nele. Podem ser apresentadas de três maneiras: Tempo x Corrente, Tempo x Múltiplo da corrente de ajuste e Tempo x Porcentagem da corrente de ajuste.

2.19. Coordenograma

É um gráfico, geralmente em escala logarítmica, que demonstra a coordenação e/ou seletividade do equipamento de proteção de um circuito.

3. FILOSOFIA DA PROTEÇÃO

O sistema aéreo de distribuição está sujeito a defeitos, condições climáticas e operacionais diversas, além das exigências legais de índices de qualidade.

Os clientes industriais, residenciais, comerciais e rurais, cada vez exigem mais qualidade e continuidade no fornecimento.

Dado este panorama, o responsável pelos estudos de proteção deverá decidir em função da configuração operacional, do recurso humano operacional disponível, da importância relativa entre os clientes e do nível de qualidade que se deseja proporcionar a todos, o melhor conjunto de ajustes dos diversos equipamentos de proteção que atenderá estes requisitos.

Os defeitos poderão ser de origem transitória ou de origem permanente e, independentemente da origem, os equipamentos de proteção devem ser dimensionados de tal forma que protejam o sistema nas diversas condições de defeitos e também promovam a continuidade e a qualidade do fornecimento aos clientes em geral.

Para isso é necessário ter em mãos algumas informações sobre o sistema a ser estudado, tais como:

- Topografia e topologia do sistema;
- Níveis isocerânicos que o sistema está sujeito;
- Levantamento da localização da vegetação que pode interferir no sistema;
- Classe predominante de cliente: residencial, comercial, industrial, rural;
- Tipo de atividade e/ou processo de fabricação dos clientes industriais que necessitam de especial atenção;
- Disponibilidade de equipamentos de proteção;
- Equipamentos de proteção instalados no sistema;
- Trechos com maior probabilidade de defeitos;

- Principais clientes e/ou cargas e suas características e necessidades no fornecimento de energia elétrica;
- Manobras para atendimento de contingências;
- Recurso humano e logístico disponível para o atendimento.

Portanto, para a elaboração do estudo de proteção é necessário definir a filosofia mais adequada ao circuito a ser estudado.

3.1. Filosofia de Sistema Seletivo

Tem como característica principal o tempo de espera para recomposição do sistema que pode ser de alguns minutos, como até mesmo algumas horas, dependendo da disponibilidade do pessoal de operação.

Por outro lado pode-se dizer que em caso de defeito no sistema, sofrerão interrupção somente aqueles clientes instalados à jusante do trecho onde está instalado o equipamento de proteção mais próximo do defeito, cuja responsabilidade é eliminar este defeito. Isto acontecerá para qualquer tipo de defeito, quer seja de origem transitória ou permanente. Os demais consumidores instalados à montante deste equipamento de proteção não sofrerão interrupção.

Esta filosofia é típica dos sistemas de proteção nos circuitos alimentadores providos com relés de sobrecorrente, ou com religadores com operação rápida (instantânea) bloqueada ou com o elemento instantâneo de relés ajustado no menor valor possível de corrente de curto-circuito para defeitos até a primeira proteção instalada a jusante.

Características do sistema seletivo:

- As interrupções em geral são de longa duração (alguns minutos ou horas);
- Os consumidores em geral reclamam da demora no atendimento;
- Indicam os trechos que necessitam de manutenção;
- Necessita de maior número de pessoas para operar o sistema, para que a qualidade do atendimento não seja prejudicada;
- Maior custo operacional.

3.2. Filosofia de Sistema Coordenado

Consiste em promover a continuidade no fornecimento, baseada nas regras básicas de coordenação.

No sistema coordenado observa-se que a grande maioria das reclamações é devido à quantidade de desligamentos de curta duração. Este tempo depende do tempo de religamento que está ajustado o equipamento de proteção do respectivo circuito.

Portanto, para se adotar esta filosofia, é necessário que o sistema de proteção seja provido de equipamentos com religamentos automáticos, instalados nas subestações ou ao longo nos circuitos em postes.

Característica do sistema coordenado:

- As interrupções em geral são de curta duração (alguns segundos);
- Os consumidores em geral reclamam do número de interrupções;
- Indicam os trechos que necessitam de manutenção;
- Necessita de menor número de pessoal para operar o sistema, mantendo a qualidade do atendimento;
- Menor custo operacional.

3.3. Filosofia de Sistema Combinado

Consiste em aplicar a filosofia do sistema seletivo e a do sistema coordenado no mesmo circuito de distribuição.

Para isso, é necessário a instalação de religador(es) em poste(s), ao longo do circuito de distribuição em estudo.

Características do sistema combinado:

- Em parte do circuito as interrupções serão longa duração e outra parte será de curta duração;
- Podem ocorrer reclamações do número de desligamento ou de demora do atendimento;
- Há necessidade da adequação de quadro pessoal;
- Custo operacional equalizado com a qualidade exigida.

Assim, a característica principal desta filosofia é promover maior continuidade e qualidade do fornecimento, principalmente aos clientes especiais.

4. DISJUNTORES

4.1. Definição

É o dispositivo destinado a abrir ou fechar um circuito, manual ou automaticamente, sob condições normais, anormais ou de emergência (ASA 52).

O disjuntor é um dispositivo eletromecânico acionado por relés, empregados em transformadores de potência e nas saídas de alimentadores.

OBSERVAÇÃO: A partir da vigência desta norma, sua instalação nas saídas de alimentadores não será mais aceita.

4.2. Características de operação:

Os disjuntores de SE são equipamentos trifásicos, que geralmente possuem sistema mecânico de acionamento através de molas. A câmara de extinção de arco pode ser a óleo, a vácuo, gás SF₆, sopro mecânico, dentre outros.

Possuem dois ou três relés de sobrecorrente de fase, um relé de sobrecorrente de neutro e um de religamento. A figura 1 indica o uso em saídas de alimentadores:

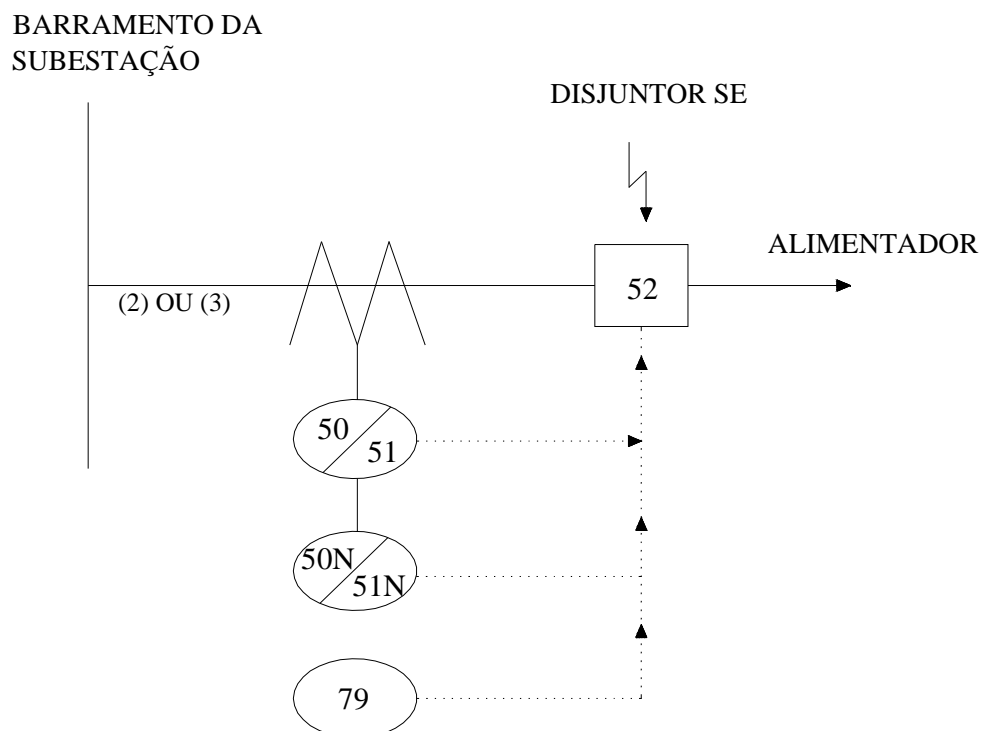


FIGURA 1

5. TRANSFORMADOR DE CORRENTE - TC

5.1. Definição

É um transformador destinado a reproduzir, proporcionalmente em seu circuito secundário, a corrente do seu circuito primário com sua posição fasorial mantida, conhecida e adequada para o uso em instrumentos de medição controle e proteção.

5.2. Características Técnicas

- Valor nominal da corrente primária;
- Valor nominal da corrente secundária (usualmente 5 A);
- Freqüência da tensão de operação;
- Classe de isolamento;
- Classe de exatidão;
- Fator de sobrecorrente nominal;
- Fator térmico para corrente de funcionamento em regime permanente;
- Corrente suportável de curta duração para efeito térmico;
- Corrente suportável de curta duração para efeito mecânico;
- Tensão de impulso suportável, em termos de tensão de teste plena.

5.3. Critério para Dimensionamento do TC de Proteção

O TC alimenta os relés de sobrecorrente é dimensionado segundo o critério abaixo:

$$\frac{I_c}{FT} < I_p > \frac{I_{ccm\acute{a}x}}{FS}$$

Onde:

Iccmax = Corrente máxima de Curto Circuito

Ic = Corrente de Carga máxima (considerando contingências)

FS = Fator de sobrecorrente do TC (20 x Ip)

FT = Fator térmico do TC (normalmente 1,1; 1,2 ou 1,3)

Ip = Corrente Primária do TC

6. RELÉ

6.1. Definições

É o dispositivo de controle de proteção instalado em circuitos elétricos, responsável para comandar o desligamento (ou o religamento) de equipamentos de interrupção (disjuntor ou religador) quando ocorre uma falta no circuito em que esta protegendo.

6.2. Relé Segundo sua Função:

Os relés mais usados em saídas de alimentadores de distribuição têm a função de sobrecorrente e a função de religamento. São chamados respectivamente de rele de sobrecorrente e rele de religamento.

a) Relés de Sobrecorrente

Os relés de sobrecorrente (ASA-50/51) supervisionam a intensidade de corrente que circula no alimentador, comandando a abertura de disjuntores ou religadores, quando a intensidade desta corrente ultrapassa um valor prefixado chamado corrente de "Pick-up" do relé.

Os Relés de sobrecorrente, de acordo com os tempos de atuação, podem ter unidade instantânea (ASA 50) e/ou unidade temporizada (ASA 51).

- Na unidade instantânea a operação se completa em um intervalo de tempo menor que 100ms.
- A unidade temporizada possui um retardo de tempo, podendo operar em função da intensidade da corrente que nele circula (característica de tempo inversa) ou independente da intensidade de corrente (característica de tempo constante ou tempo definido).

b) Relés de Religamento

O rele de religamento (função ASA 79) complementa o esquema de proteção e é usado para comandar o religamento de um equipamento de interrupção (disjuntor ou religador).

O relé de religamento pode promover o fechamento do equipamento de interrupção (disjuntor ou religador) imediatamente após a sua abertura ou com um certo retardo de tempo conveniente às características da carga do circuito ou da coordenação com os demais dos equipamentos de proteção do sistema de distribuição.

6.3. Relés segundo sua Construção

a) Relé tipo Disco de Indução

Este relé é constituído por um disco, geralmente de alumínio, que se movimenta por indução eletromagnética dentro do entreferro de um núcleo magnético excitado pela corrente secundária de transformadores de corrente interligados à bobina elétrica do relé. Acoplado ao disco, existe um contato móvel que comanda a abertura do disjuntor. Existe também um outro contato móvel acoplado ao núcleo que se desloca por atração eletromagnética, permitindo uma outra característica de aplicação do relé.

b) Relé tipo Estático ou Eletrônico

É construído com dispositivos eletrônicos, próprios e específicos aos objetivos da proteção. Não há nenhum dispositivo mecânico em movimento, todos os comandos e operações são feitos eletronicamente. Qualquer regulagem é efetuada pela mudança física no parâmetro de algum componente, tal como: variação no reostato ou na capacitância, mudança do laço do circuito, etc.

c) Relé tipo Digital ou Microprocessado

É um relé eletrônico gerenciado por microprocessadores específicos a este fim, controlados por um software, onde os dados, registros e calibrações são digitados. Neste relé, não há necessidades de variação física nos parâmetros dos elementos do circuito (hardware), mas todos os comandos são efetuados pelo software, que transforma o nosso desejo em uma cadeia de operações em linguagem de máquina onde, através de portas lógicas, se processa a atuação do hardware do circuito.

6.4. Relés segundo sua Instalação

a) Relés Primários

São relés constituídos de uma bobina de corrente em torno de um núcleo móvel, imerso em líquido viscoso. A bobina de corrente do relé fica em série com o circuito, isto é, nela circula a mesma intensidade de corrente que no circuito protegido pelo mesmo. Existem antigas instalações industriais, porém sua aplicação a partir desta norma está proibida.

b) Relés Secundários

No caso de rele de sobrecorrente são alimentados através de TCs, ou seja, no circuito secundário de TCs, por isso a classificação de “relé secundário”. São os reles mais usados em circuitos de distribuição e instalações industriais.

6.5. Critérios Para Ajustes dos Relés

Os critérios descritos a seguir são para relés de sobrecorrente aplicados em circuito de distribuição:

a) Relé de fase, unidade temporizada (51):

$$\frac{I_{c\text{arg amáx}}}{FT * RTC} < TAP \leq \frac{I_{cc\phi\phi}}{RTC * FS}$$

Onde:

I_{cargaMax} = Corrente carga (considerando contingências)

RTC = Relação do TC em uso.

FS = Fator de segurança.

FT = Fator térmico.

TAP = também chamado de Pick-up é a corrente secundária, ajustada no relé, responsável pelo comando de desligamento.

I_{ccφφ} = Corrente de curto circuito fase-fase no final do trecho considerado como zona de Proteção.

b) Relé de fase, unidade Instantânea (50):

Não deverá ser sensível a corrente de energização do circuito.

$$INST > (3a8) * \frac{I_{carga}}{RTC}$$

Onde:

I_{cargaMax} = Corrente carga (considerando contingências).

RTC = Relação do TC em uso.

Em circuito com religamento através de esquema especial onde a unidade instantânea é bloqueada após um número previamente estabelecido para operação e com operação através da filosofia seletiva a unidade instantânea não deverá ser sensível às correntes de curto-circuitos localizados no primeiro equipamento de proteção instalado à jusante.

c) Relé de neutro, unidade temporizada (51):

$$\frac{(0,1 a 0,3) * I_{c\ arg\ amáx}}{FT * RTC} < TAP \leq \frac{I_{cc\ min}}{RTC * FS}$$

Onde:

(0,1 a 0,3) I_{carga Max} = representa a faixa admissível para a corrente de desequilíbrio (10 a 30% da corrente de carga máxima).

RTC = Relação do TC em uso

FS = Fator de segurança (mínimo 1,5)

FT = Fator térmico

I_{ccmin} = Corrente de curto circuito fase-terra mínima no final do trecho considerado como zona de proteção.

d) Relé de neutro, unidade Instantânea (50):

Não deverá ser sensível a corrente de energização do circuito.

$$INST > (3 a 8) * \frac{(0,1 a 0,3) I_{c\ arg\ a}}{RTC}$$

Onde:

(0,1 a 0,3) I_{carga Max} = representa a faixa admissível para a corrente de desequilíbrio (10 a 30% da corrente de carga máxima).

RTC = Relação do TC em uso

Em circuito com religamento através de esquema especial onde a unidade instantânea é bloqueada após um número previamente estabelecido para operação

e com operação através da filosofia seletiva a unidade instantânea não deverá ser sensível às correntes de curto-circuitos localizados no primeiro equipamento de proteção instalado à jusante.

e) Curvas de Tempo dos reles de fase e de neutro:

São definidas em função dos critérios de coordenação e seletividade com os demais equipamentos de proteção.

f) Relé de Religamento:

- Número de operações

Deverá ser ajustado em 3 (três) operações de abertura do equipamento de interrupção (disjuntor ou religador).

Poderá ser ajustado em 4 (quatro) operações de abertura do equipamento de interrupção (disjuntor ou religador) caso o circuito possua seccionizador automático instalado ao longo da rede de distribuição.

Poderá ser ajustado num número menor de 3 (três) operações de abertura do equipamento de interrupção (disjuntor ou religador), em condição específica para atender os critérios de coordenação e seletividade com os demais equipamentos de proteção.

- Tempo de Religamento ou Tempo Morto

É o tempo compreendido entre a abertura e fechamento do equipamento de interrupção (disjuntor ou religador). Deve ser o mais rápido possível, e atender os critérios de coordenação e seletividade com os demais equipamentos de proteção.

Os sistemas sem esquema de religamento estão sujeitos a interrupções da ordem de minutos ou horas. A utilização de religadores automáticos ou esquemas de religamento eficiente representa uma sensível melhora na continuidade do atendimento, no entanto, inevitavelmente, introduz perturbações de fração de minuto que são iguais a estes tempos de religamento.

Também é chamado de intervalo do religamento e é definido em função da coordenação com os demais equipamentos de proteção e da característica do consumidor.

Depende da característica do cliente, ou seja:

- Cliente residencial e comercial: geralmente os tempos de religamento não são inconvenientemente graves para este tipo de cliente porque o benefício de ter o religamento imediato é muito maior.

- Cliente industrial: o efeito do tempo de religamento está relacionado com a operação dos motores síncronos e de indução, o nível de automação e do processo industrial. Em geral o tempo de religamento entre 3s e 10s é satisfatório para permitir que os motores sejam desligados.

- Iluminação pública: esta carga requer especial atenção, principalmente em vias de tráfego pesado. É conveniente adequação em função do tipo do sistema de iluminação utilizado. Mais que 10s é considerado muito perigoso e intervalos entre 1s e 2s são considerados satisfatórios.

- Tempo de rearme

É o tempo necessário para o rele retornar a sua posição inicial de operação.

Deve ser ajustado no menor tempo possível, respeitando as características específicas do rele.

Quando ajustável, é recomendável conhecer a filosofia de construção do relé no que se refere ao início da contagem da unidade de rearme.

- Em geral, a filosofia americana de construção do relé, a contagem de tempo desta unidade parte com o início de operação do primeiro disparo. Desta forma, o tempo de rearme é dado pela seguinte fórmula:

$$T_{rearme} > 1,1 * (\sum \text{tempo de operação}) + 1,15 * (\sum \text{tempo de religamento})$$

Onde:

Tempo de Operação = maior tempo de sensibilização do relé, em cada operação.

- Em geral, a filosofia europeia de construção de relé, a contagem de tempo se inicia a partir da primeira operação com sucesso do relé. Assim, permite um curto tempo de ajuste de unidade do rearme ou qualquer outro valor, a critério do usuário.

7. RELIGADOR

7.1. Definição

É um equipamento que, quando fechado, é capaz de realizar uma operação de abertura e após um tempo predeterminado realizar o fechamento, podendo repetir esta seqüência automaticamente até quatro vezes ficando aberto na última seqüência de operação, condição de operação chamada de bloqueio.

É composto por um interruptor e um controle de proteção com várias funções inerentes e que o caracterizam.

7.2. Descrição de Operação

Se o controle mede uma corrente acima de um limite programado, uma falta é declarada. Se a corrente medida está acima do limite por um tempo maior que o tempo programado de disparo, o controle emitirá um comando para abrir o religador. Quando uma falta estiver presente, uma seqüência de até quatro operações de disparo pode ser executada. Uma vez iniciada, a seqüência de disparo pode ser terminada em um de três modos:

- Se a falta é permanente, uma seqüência programada de operações de disparo e fechamento será executada, antes de deixar o religador na posição aberta. Esta condição é chamada de bloqueio. O controle é colocado em operação normal através de um fechamento manual, executado localmente ou remotamente.

- Se a falta desaparece e não ressurgue no intervalo de tempo programado, o religador permanecerá na posição fechada. O módulo de proteção do controle reajustará sua seqüência de proteção para zero depois de decorrido o tempo de rearme.

- Se um disparo manual for requerido, o controle irá automaticamente para a situação de bloqueio com o religador aberto.

7.3. Características Técnicas

PARAMETROS		OBS.	15 kV	27 kV
INTERRUPTOR	RELIGADOR MODELO (DENOMINAÇÃO)			
	Tensões nominais de operação (kV _{eficaz})	Informar		
	Tensão Máxima (kV _{eficaz})	Informar		
	Tensão suportável de impulso atmosférico para onda padrão de 1.2 x 50 us (kV _{pico})	Informar		
	Tensão suportável sob frequência industrial de 60Hz (kV _{eficaz})	Informar		
	Tensão suportável a seco, durante 1 minuto	Informar		
	Tensão suportável sob chuva, durante 10 segundos	Informar		
	Corrente nominal (A _{eficaz})	Informar		
	Corrente de interrupção simétrica nominal (kA)	Informar		
	Capacidades nominais de interrupção (A _{eficaz}) na tensão máxima, sem reignição ou reacendimento	Informar		
	Tempo máximo de abertura (ms)	Informar		
	Tempo do fechamento (ms)	Informar		
	"Duty Cicle" máximo permitido	Informar		
	Simultaneidade entre pólos na abertura tripolar (ms)	Informar		
	Simultaneidade entre pólos no fechamento tripolar (ms)	Informar		
	Material do Tanque	Informar		
	Meio Isolante (Sólido ou Gás)	Informar		
	Pressão Relativa do Gás a 20 °C	Informar		
	Válvula de alívio de pressão	Sim / Não		
	Meio Interrupção	Informar		
Material das Buchas	Informar			
Material dos Pólos	Informar			
Sistema de Acionamento	Informar			
TC	Relação disponível	Informar		
	Tipo	Informar		
	Quantidade por religador	Informar		
	Classe de tensão (kV eficaz)	Informar		
	Tensão suportável à frequência nominal	Informar		
	Classe de exatidão proteção	Informar		
	Classe de exatidão medição	Informar		
	Fator de sobrecorrente nominal	Informar		
	Fator térmico nominal	Informar		
Corrente térmica de curta duração	Informar			
DISPOSITIVO DE ABERTURA	Tipo	Informar		
	Tensão nominal (VCC)	Informar		
	Tolerância admissível em VCC	Informar		
	Consumo (W) abertura	Informar		
	Consumo (W) fechamento	Informar		
	Auto-supervisão	Local/Remoto		
	Dispositivo de abertura manual	Sim / Não		
	Dispositivo de bloqueio do fechamento elétrico.	Sim / Não		
	Dispositivo de fechamento manual	Sim / Não		
Dispositivo de rearme do item acima	Sim / Não			
CONTROLE	RELE MODELO (DENOMINAÇÃO)			
	Tensão da fonte auxiliar	Informar		
	Potência da fonte auxiliar	Informar		
	Bateria recarregável	Informar		
	Bateria Tensão Nominal (V)	informar		
	Elemento Químico da Bateria	informar		
	Duração média da bateria	informar		
	Tempo de carga da bateria (80%)	Informar		
	Fonte Auxiliar (V)	Informar		
	Dcps incorporados	Sim /Não		
Contador do número de abertura em falta	Local/Remoto			

	Dispositivo antibombeamento		Sim / Não		
PROTEÇÃO	FASE Corrente de disparo	INST	Informar faixa de ajustes e passos		
		TEMP			
	FASE Característica T x I	IEC ANSI	Informar		
		Curvas típicas de Religador TD (Tempo Definido) Programável			
	FASE Multiplicadores de tempo	IEC ANSI	Informar		
		Curvas típicas de Religador TD (Tempo Definido) Programável			
	FASE Tempo Mínimo de Resposta (s)		Informar faixa de ajustes e passos		
	FASE Adicional de Tempo (s)		Informar faixa de ajustes e passos		
	NEUTRO Corrente de disparo	INST	Informar faixa de ajustes e passos		
		TEMP			
	NEUTRO Característica T x I	IEC ANSI	Informar		
		Curvas típicas de Religador TD (Tempo Definido) Programável			
	NEUTRO Multiplicadores de tempo	IEC ANSI	Informar faixa de ajustes e passos		
		Curvas típicas de Religador TD (Tempo Definido) Programável			
	NEUTRO Tempo Mínimo de Resposta (s)		Informar faixa de ajustes e passos		
	NEUTRO Adicional de tempo (s)		Informar faixa de ajustes e passos		
	SEF Corrente de disparo		Informar faixa de ajustes e passos		
	SEF Característica T x I		Informar		
	SEF Multiplicadores de tempo		Informar faixa de ajustes e passos		
	Tempo de religamento 1o		Informar faixa de ajustes e passos		
	Tempo de religamento 2o		Informar faixa de ajustes e passos		
	Tempo de religamento 3o		Informar faixa de ajustes e passos		
	Tempo de rearme		Informar faixa de ajustes e passos		
	Seqüência de Coordenação		Sim / Não		
	Carga Fria		Sim / Não		
	Bloqueio para Alta Corrente		Sim / Não		
	Função Cheque de sincronismo (relé 25)		Sim / Não		
	Função Sub-tensão (relé 27)		Sim / Não		
	Função Seqüência Negativa (relé 46)		Sim / Não		
	Função Sobre-tensão (relé 59)		Sim / Não		
Função Direcionalidade (relé 67)		Sim / Não			
Função Subfrequência (relé 81)		Sim / Não			
As funções 25, 27, 46, 59, 67 e 81 são opcionais		Sim / Não			
Permite bloqueio da função 50 e 50N		Sim / Não			
Permite bloqueio da função 51/51N		Sim / Não			
Permite Alterações de parâmetros sem necessidade de desligar o religador		Sim / Não			
Localizador de Falta		Sim / Não			
Lógica de Perda de Potencial		Sim / Não			

	Identificação de Corrente-Carga/Defeito	Sim / Não		
	Seqüência de Fase	Sim / Não		
	Quantos Ajustes Alternativos	Informar		
	Lógica Programável pelo Usuário	Sim / Não		
MEDICAO	Corrente – “on line”	Sim / Não		
	Correntes I _{A, B, C, N}	Sim / Não		
	$I_G = 3I_0$	Sim / Não		
	Tensão – “on line”	Sim / Não		
	Tensão V _{A,B,C}	Sim / Não		
	V _s	Sim / Não		
	Potência MW _{A,B,C}	Sim / Não		
	MW _{3P}	Sim / Não		
	MVAR _{A,B,C}	Sim / Não		
	MVAR _{3P}	Sim / Não		
	Energia MWh _{A,B,C}	Sim / Não		
	MWh _{3P}	Sim / Não		
	MVARh _{A,B,C}	Sim / Não		
	MVARh _{3P}	Sim / Não		
	MVAh _{A,B,C}	Sim / Não		
	MVAh _{3P}	Sim / Não		
	Fator de Potência FP _{A,B,C}	Sim / Não		
	Fator de Potência FP _{3P}	Sim / Não		
	Corrente de Seqüência I _{1, I₂, 3I₀}	Sim / Não		
	Tensão de Seqüência V _{1, V₂, 3V₀}	Sim / Não		
Freqüência Hz	Sim / Não			
Pressão do Gás	Sim / Não			
Registro de eventos dia/ mês/ ano - hora	Sim / Não			
Número de Eventos armazenados	Sim / Não			
Capacidade de armazenamento do banco de dados	Sim / Não			
Sincronismo de Medição entre Religador	Sim / Não			
COMUNICAÇÃO	Tensão Auxiliar disponível	Informar		
	Corrente nominal	Informar		
	Corrente máxima	Informar		
	Interface	Informar		
	Velocidade	Informar		
	DNP 3	Sim / Não		
	ASCII	Sim / Não		
Binária	Sim / Não			
PRINCIPAIS FUNÇÕES DA RTU	Incorporada	Sim / Não		
	Saídas de comando para o processo (abrir-fechar, bloquear-desbloquear, etc.)	Sim / Não		
	Envio para níveis superiores de dados digitais rápidos	Sim / Não		
	Anti-bouncing para dados rápidos	Sim / Não		
	Envio para nível superior de dados analógicos e numéricos	Sim / Não		
	Recebimento de solicitações de comandos para o processo	Sim / Não		
	Recebimento de sinais de sincronização de tempo para dados digitais rápidos	Sim / Não		
	Capacidade de parametrizar níveis de prioridade e periodicidade de tarefas	Sim / Não		
	Linearização de sinais analógicos e numéricos	Sim / Não		
	Autodiagnóstico de funcionamento das entradas e saídas.	Sim / Não		
	Monitorar o processo on-line	Sim / Não		
	Capacidade de simulação de estado de variáveis analógicas e digitais	Sim / Não		
Contatos de retenção (LATCHES) nas saídas digitais, que deverão ser mantidas no mesmo estado quando da falta de alimentação na UTR	Sim / Não			
COMANDO	Liga/Desliga	Local/Remoto		
	Bloqueio do religamento	Local/Remoto		
	Bloqueio da proteção de neutro	Local/Remoto		
	Bloqueio do SEF	Local/Remoto		

	Bloqueio do Fechamento / Abertura	Local/Remoto		
	Mudança de parâmetros via teclado	Sim / Não		
SINALIZAÇÃO	Estado do Religador Aberto / Fechado	Sim / Não		
	Religamento Bloqueado / Desbloqueado	Sim / Não		
	Proteção neutro Bloqueada / Desbloqueada	Sim / Não		
	Sinalização independente de trip por fase e por neutro	Sim / Não		
	Bloqueio de fim de seqüência	Sim / Não		
	Autodiagnóstico on-line e de inicialização com sinalização de falha local e remoto	Sim / Não		
	Alarme para 100% capacidade da câmara a vácuo	Local/Remoto		
CARACTERÍSTICAS GERAIS	Tensão suportável dos dispositivos e componentes do mecanismo e da fiação, à frequência de 60 Hz, durante um minuto	Informar		
	Faixa de Temperatura do controle	Informar		
	Número de contatos por unidade (função) trip (NA)	Informar		
	Alarme por contato seco (NA)	Informar		
	Teclado frontal com possibilidade de ajustes, parametrização, configuração, sinalização, rearme bem como mostrador numérico (display) conforme especificado	Sim / Não		
	Auto supervisão/diagnose com alarme local e remoto	Sim / Não		
	Todos os registros disponíveis em banco de dados	Sim / Não		
	Número de eventos armazenados	Informar		
	Corrente máxima permissível continuamente/por 1s	Informar		
	Corrente dinâmica por meio ciclo (60 Hz)	Informar		
	Capacidade contínua dos contatos dos relés de saída (A)	Informar		
	Capacidade de estabelecimento e condução (0,5s) dos contatos dos relés de saída (A)	Informar		
	Capacidade de interrupção dos contatos de saída (L/R =< 40 ms) (VA)	Informar		
	Grau de proteção da caixa desta unidade	Informar		
	Corrente máxima permissível continuamente	Informar		
	Corrente máxima permissível por 1segundo	Informar		
	Corrente dinâmica por meio ciclo (60Hz)	Informar		
	Dispositivo indicador de fim de seqüência	Sim / Não		
SOFTWARE	Protocolo aberto tipo (DNP3, ASCII,...)	Informar		
	Documentação	Sim / Não		
	Software incluído no rele	Sim / Não		
	Perfil de Carga incluso	Sim / Não		
	Oscilografia incluso	Sim / Não		
	Parametrização do Rele via laptop	Sim / Não		
	Software amigável para a parametrização do relé	Sim / Não		
	No-break com autonomia mínima	Informar		
MANUTENÇÃO	Permite abertura do tanque	Sim / Não		
	Quantidade de Atuador Magnético	Informar		
	Permite substituição do(s) atuador(es)	Sim / Não		
	Permite substituição apenas da(s) Câmara(s) a vácuo.	Sim / Não		
	Permite substituição do(s) TC(s)	Sim / Não		
	Permite substituição da(s) Bucha(s)	Sim / Não		
	Nº de operações completas sob corrente nominal, para substituição de peças por desgastes	Informar		

ENSAIOS	RELACIONAR TODOS OS ENSAIOS REALIZADOS NO RELIGADOR

7.4. Critérios de Ajustes de Religador

As funções de ajustes que serão apresentadas a seguir são comumente encontradas na grande variedade de religadores existentes no mercado.

Nos religadores de geração mais antiga, algumas destas funções não são ajustáveis, ou seja, possuem ajustes inerentes ao religador, não permitindo o acesso para alteração.

Nos religadores de nova geração, todas as funções aqui apresentadas são ajustáveis e também podem apresentar outras, que aqui não serão comentadas, que são de extrema necessidade para o sistema de distribuição, o que permite maior flexibilidade para coordenação com outros equipamentos e maior adequação às necessidades do sistema de distribuição. Nestes casos recomenda-se atenta leitura no manual de instrução do próprio religador, para que se conheçam detalhadamente essas novas funções para que se possa ajustá-las e colocar o religador em operação com todas as funções que foi projetado.

a) Relação de TC

O TC é um dos principais componentes de um religador, pois é ele que alimenta o circuito de controle. A relação adequada, do TC, depende da máxima corrente de carga, da máxima corrente de curto-circuito no ponto onde o religador está instalado, do fator térmico e também do fator de sobrecorrente.

$$\frac{I_c}{FT} < I_p > \frac{I_{ccm\acute{a}x}}{FS}$$

onde:

I_{ccmax} = corrente máxima de curto-circuito, no ponto de instalação do religador.

I_c = corrente de carga máxima: considerando as condições usuais de manobra.

FS = fator de sobrecorrente do TC: garante que o TC não sature.

FT = fator térmico do TC: define a sobrecarga permanente admissível no TC.

I_p = corrente primária do TC.

b) Disparo de Fase

É o dispositivo responsável pela monitoração das correntes anormais do sistema, de tal forma que oferece segurança e sensibilidade para desligar o sistema quando ocorre uma falha de qualquer natureza que envolva duas ou mais fases.

O disparo de fase depende da corrente máxima de carga e da corrente de curto-circuito fase-fase no final do trecho considerado zona de proteção.

IMPORTANTE:

- O religador deve ser sempre sensível ao menor curto-circuito fase-fase no final do trecho de sua zona de proteção.

- Porém, devido às condições de carga e de curto-circuito, nem sempre é possível sensibilizar o religador para as faltas fase-fase no final da sua zona de proteção. Nestas condições, o religador deverá no mínimo oferecer proteção de retaguarda para o primeiro elo fusível instalado em série no sentido da carga.

- Caso não seja ainda possível, recomenda-se instalar outro equipamento de proteção para diminuir o trecho a ser protegido.

Nos religadores hidráulicos o disparo de fase é feito através da operação de uma bobina série conectada diretamente no circuito de força do religador. A corrente de disparo da bobina série é igual a duas vezes sua corrente nominal.

$$K * I_{c\ arg\ máx} < I_{nom\ bobina\ série} \leq \frac{I_{cc\phi\phi}}{2 * FS}$$

Onde:

I_{cargaMax} = carga máxima do circuito (considerando contingências)

fs = fator de segurança (no mínimo 1,5)

2 = devido a corrente de disparo ser igual a 2 vezes a corrente nominal da bobina série.

K = fator de crescimento vegetativo

Os religadores com controle eletrônico ou microprocessado, a corrente de disparo é igual a corrente de ajuste.

$$I_{carga\ máx} < I_{ajuste} \leq \frac{I_{cc\phi\phi}}{FS}$$

Onde:

I_{cargaMax} = Corrente carga (considerando contingências)

FS = Fator de segurança.

I_{ccφφ} = Corrente de curto circuito fase-fase no final do trecho considerado como zona de Proteção.

Tanto para o religador hidráulico, como naqueles com controle eletrônico ou microprocessado, o disparo de fase, deve ser ajustado no mínimo valor possível que atenda as condições anteriores.

Desta forma a operação do religador será mais sensível para as correntes de falha no circuito, reduzindo a probabilidade de danos a componentes do circuito e, também, estendendo a zona de proteção.

c) Disparo de Terra (Neutro)

É o dispositivo responsável para monitorar as correntes anormais do sistema, de tal forma que ofereça segurança e sensibilidade para desligar o sistema quando em condição de ocorrência de uma falha de qualquer natureza envolvendo qualquer fase e terra.

O disparo de terra depende do desequilíbrio da corrente máxima de carga e da corrente de curto-circuito no final do trecho considerado zona de proteção.

IMPORTANTE:

- O religador deve ser sempre sensível ao menor curto-circuito fase-terra no final do trecho de sua zona de proteção.
- Porém, devido às condições de desequilíbrio de carga e de curto-circuito, nem sempre é possível sensibilizar o religador para as faltas fase-terra no final da sua zona de proteção. Nestas condições, o religador deverá no mínimo oferecer

proteção de retaguarda para o primeiro elo fusível instalado em série no sentido da carga.

- Caso não seja ainda possível, recomenda-se instalar outro equipamento de proteção para diminuir o trecho a ser protegido. Em virtude do curto-circuito fase-terra ser o mais freqüente e o valor fase-terra mínimo ser o mais provável de ocorrer, o religador deverá ser ajustado sempre para ser sensível a este valor.

- Nos religadores com unidade de sobrecorrente bobina série, o disparo de terra é feito (quando possível) eletronicamente e é similar aos dos controles eletrônicos.

- Nos religadores com controles eletrônicos ou micro processados, a corrente de disparo é igual a corrente de ajuste.

$$(0,1 \text{ a } 0,3) * I_{c \text{ arg a máx}} < I_{ajuste} \leq \frac{I_{cc\phi\phi}}{FS}$$

Onde:

FS = Fator de segurança.

$I_{cc\phi\phi}$ = Corrente de curto circuito fase-fase no final do trecho considerado como zona de Proteção.

(0,1 a 0,3) $I_{carga \text{ Max}}$ = representa a faixa admissível para a corrente de desequilíbrio (10 a 30% da corrente de carga máxima).

d) Disparo Sensível de Terra (Neutro)

É uma função similar ao Disparo de Terra (neutro) porém com maior sensibilidade, ou seja é possível ajustar um valor menor que o mínimo possível da função Disparo de Terra (neutro).

Antes de se definir este ajuste, o responsável pelo estudo deverá estar certo de que no sistema não existem correntes oriundas de transformadores monofásicos instalados no circuito em análise.

É possível o ajuste desta função em circuitos onde as corrente oriundas dos transformadores monofásicos sejam relativamente insignificantes, em relação às correntes de fase.

Deverá ser ajustado em valor maior que a máxima corrente circulante no sensor de terra (neutro).

e) Número de Operações para Bloqueio

É a característica que determina o número de operações que completa um ciclo de aberturas em caso de faltas permanentes, evita um subsequente religamento.

O número máximo do disparo para bloqueio na maioria dos religadores é quatro.

- Há religadores onde se define unicamente o número de operação total para o bloqueio. Neste caso só existe um contador de operação e independentemente se a operação ocorreu pela atuação da unidade de fase ou de neutro.

- Há religador que permite ajustar o número de operação pela função de sobrecorrente de fase, terra (neutro) ou sensível de terra (neutro). Este religador oferece mais flexibilidade operacional.

O número de operação para bloqueio depende das características do cliente e da coordenação com os demais equipamentos de proteção.

A seleção de quatro operações para bloqueio, considerando devidamente operações instantâneas e temporizadas, oferece excelente coordenação com outros equipamentos instalados em série. No entanto, pode dificultar a coordenação com relés eletromecânicos de sobrecorrente instalados na retaguarda.

f) Número de Operações Instantânea / Temporizada

A operação instantânea elimina a grande maioria das falhas transitórias, proporcionando assim, coordenação com os fusíveis instalados a jusante, e evitando a queima desnecessária dos fusíveis, garantindo a continuidade do serviço no trecho inicialmente com falha.

A operação temporizada garante a coordenação com equipamentos instalados em série, fazendo com que as falhas permanentes sejam eliminadas pelo equipamento de proteção mais próximo da falha, quando esta existir.

O número de operações instantâneas e temporizadas depende basicamente da:

- Filosofia de proteção desejada para o sistema;
- Coordenação com os demais equipamentos de proteção.

g) Curvas Tempo x Corrente de Fase

Os religadores operam segundo a seleção de duas curvas: uma com característica mais rápida que outra (também chamadas de curvas rápidas e lentas, ou curvas instantâneas e temporizadas).

Estas definem o tempo de atuação do religador em função da intensidade da corrente de curto-circuito (quer seja fase - fase ou fase - terra) e da corrente de disparo de fase.

São definidas em função dos *critérios de coordenação e seletividade*, através dos coordenogramas e dos estudos de coordenação com os demais equipamentos de proteção, bem como proteger os condutores do alimentador.

É requerida atenção especial ao se definir as características instantâneas para que esta não seja sensível a corrente de carga fria ou corrente de energização do circuito, principalmente quando o religador não tem uma função especial de ajuste contra carga fria.

As curvas comumente existentes nos religadores são Curvas Típicas de Religadores, curvas ANSI e curvas IEC.

Curvas rápidas e retardadas podem ser modificadas com os seguintes modificadores de curvas:

- Adicionador de tempo constante - soma um tempo ao tempo da curva.
- Multiplicador vertical (sintonizador de tempo) – multiplicador que permite alterar a curva inteira, em tempo, para cima ou para baixo.
- Tempo mínimo de resposta – retém o disparo da curva ao tempo mínimo
- Disparo de alta corrente - disparo instantâneo com retardo opcional
- Bloqueio de alta corrente - limite de bloqueio para correntes elevadas

h) Curvas Tempo x Corrente de Terra

Os religadores operam segundo a seleção de duas curvas: uma com característica mais rápida que outra (também chamadas de curvas rápidas e curva lenta, ou curvas instantânea e temporizada).

Estas curvas definem o tempo de operação do religador em função da intensidade da corrente de curto-circuito fase-terra e da corrente de disparo de terra.

São definidas em função dos critérios de coordenação e seletividade, através do coordenograma e dos estudos de coordenação com os demais equipamentos de proteção, bem como proteger os condutores do alimentador.

As curvas comumente existentes nos religadores são Curvas Típicas de Religadores, curvas ANSI e curvas IEC.

Curvas rápidas e retardadas podem ser modificadas com os seguintes modificadores de curvas:

- Adicionador de tempo constante - soma um tempo ao tempo da curva.
- Multiplicador vertical (sintonizador de tempo) – multiplicador que permite alterar a curva inteira, em tempo, para cima ou para baixo.
- Tempo mínimo de resposta – retém o disparo da curva ao tempo mínimo
- Disparo de alta corrente - disparo instantâneo com retardo opcional
- Bloqueio de alta corrente - limite de bloqueio para correntes elevadas

i) Tempo de Religamento

É o tempo compreendido entre uma operação de abertura e a subsequente operação de fechamento do religador. Deve ser o mais rápido possível, e atender os critérios de coordenação e seletividade com os demais equipamentos de proteção.

Os sistemas sem esquema de religamento estão sujeitos a interrupções da ordem de minutos ou horas. A utilização de religadores automáticos ou esquemas de religamento eficiente representa uma sensível melhora na continuidade do atendimento, no entanto, inevitavelmente, introduz perturbações de fração de minuto que são iguais a estes tempos de religamento.

Também é chamado de intervalo do religamento e é definido em função da coordenação com os demais equipamentos de proteção e da característica do consumidor.

Depende da característica do cliente, ou seja:

- Cliente residencial e comercial: geralmente os tempos de religamento não são inconvenientemente graves para este tipo de cliente porque o benefício de ter o religamento imediato é muito maior.
- Cliente industrial: o efeito do tempo de religamento está relacionado com a operação dos motores síncronos e de indução, o nível de automação e do processo

industrial. Em geral o tempo de religamento entre 3s e 10s é satisfatório para permitir que os motores sejam desligados.

- Iluminação pública: esta carga requer especial atenção, principalmente em vias de tráfego pesado. É conveniente adequação em função do tipo do sistema de iluminação utilizado. Mais que 10s é considerado muito perigoso e intervalos entre 1s e 2s são considerados satisfatórios.

j) Tempo de Rearme

É o tempo requerido para que o religador retorne a sua seqüência inicial de operação.

Quando ajustável, é recomendável conhecer a filosofia de construção do religador no que se refere ao início da contagem da unidade de rearme.

- Em geral, a filosofia americana de construção do religador, a contagem de tempo desta unidade parte com o início de operação do primeiro disparo. Desta forma, o tempo de rearme é dado pela seguinte fórmula:

$$T_{rearme} > 1,1 * (\sum \text{tempo de operação}) + 1,15 * (\sum \text{tempo de religamento})$$

Onde:

Tempo de Operação = maior tempo de sensibilização do relé, em cada operação.

- Em geral, a filosofia europeia de construção de religador, a contagem de tempo se inicia a partir da primeira operação com sucesso do religador. Assim, permite um curto tempo de ajuste de unidade do rearme ou qualquer outro valor, a critério do usuário.

k) Bloqueio por Alta Corrente

O disparo de alta corrente pode ser fixado para operar em sobrecorrentes de fase e terra. Em geral pode ser habilitado em qualquer disparo em uma seqüência. Se uma falta de corrente excede o limite de disparo de alta corrente, o religador irá ao bloqueio independentemente da seqüência de operação previamente definida. O tempo de disparo poderá ser previamente definido.

I) Coordenação de Seqüência

A característica de Coordenação de Seqüência é planejada para aplicações nas quais dois ou mais religadores são conectados em série. É utilizada para automaticamente avançar a seqüência de um religador a montante, quando se observa falta de corrente interrompida por um religador a jusante. A função da característica de coordenação de seqüência é melhor descrita usando o exemplo seguinte:

Considere dois religadores conectados em série e ambos ajustados para uma seqüência de três disparos instantâneos e um disparo retardado. Normalmente seus parâmetros de proteção de tempo seriam graduados para dar ao religador a jusante disparos mais rápidos.

No caso de uma falta permanente além do religador a jusante, o seguinte poderia acontecer:

- Sem coordenação de seqüência

O religador a jusante executará seus três disparos instantâneos e avançará para seu disparo retardado. O religador a montante executará então seus três disparos instantâneos e avançará para seu disparo retardado. Finalmente ambos os religadores executam seus disparos retardados, com o religador a jusante disparando antes do religador a montante alcançar o fim de seu tempo de disparo. O religador a jusante dispara para o bloqueio, isolando a linha defeituosa e o religador a montante começa então a temporizar o rearme.

Neste caso, os dois religadores executam um total de sete disparos para o bloqueio, causando desnecessária interrupção de fornecimento de energia para a rede entre o dois religadores.

- Com coordenação de seqüência

O religador a jusante executará seus três disparos instantâneos e avançará para seu disparo retardado. O religador a montante avançará para seu próximo disparo cada vez que o religador a jusante dispara. O dois religadores, portanto, alcançam seu disparo retardado juntos, sem causar interrupção de fornecimento para a rede entre o dois religadores. Finalmente, o religador a jusante dispara antes do religador a montante alcançar o fim de seu tempo de disparo. O religador a jusante dispara para

o bloqueio, isolando a linha defeituosa, e o religador a montante começa então a recuperar-se.

Neste caso, só o religador a jusante operou e a rede saudável entre o dois religadores não teve nenhuma interrupção.

Para usar a característica de coordenação de seqüência, as regras seguintes devem ser seguidas:

- Todos os religadores devem ser ajustados para a mesma seqüência de disparos instantâneos e retardados.
- Todos os religadores devem ter os mesmos tempos de religamento.
- A proteção retardada do religador deve ser ajustada para alcançar a
- Coordenação da característica de proteção.
- Os tempos de rearme dos religadores a montante devem ser maiores do que os mais longos tempos de religamento dos religadores a jusante. Isto assegura que os religadores a montante não serão resetados antes do religamento dos religadores a jusante.

m) Bloqueio de Inrush

Inibe por um tempo ajustável (ms) a atuação de sobrecorrente instantânea de fases, neutro e neutro sensível, compensando o efeito capacitivo durante as operações de fechamento da linha.

n) Ajuste para Linha Viva

Permite ajustes alternativos com o equipamento se comportando como disjuntor, abrindo e indo diretamente a bloqueio.

8. CHAVES-FUSÍVEIS

8.1. Definição:

É um equipamento automático, monofásico, capaz de interromper somente as fases afetadas na ocorrência de uma sobrecorrente.

É constituído de uma porta-fusível (cartucho) e uma base para sua sustentação.

A inclusão de chaves fusíveis em linhas e redes, sua alocação e a definição da capacidade dos elos utilizados deverão atender as condições de: carga,

sensibilidade, corrente de magnetização (inrush), coordenação/seletividade e acessibilidade operacional.

Em qualquer das aplicações de elos fusíveis (em ramos, transformadores ou capacitores), estes deverão apresentar qualidade e confiabilidade comprovada, preferencialmente sendo elos vulcanizados.

8.2. Princípio de Funcionamento:

Por ocasião da circulação de sobrecorrente em uma chave-fusível, devido ao efeito térmico, o elemento fusível se funde, interrompendo a fase afetada. A alta temperatura do arco provoca a queima e a decomposição parcial do revestimento interno do cartucho, gerando gases que interrompem o arco no instante de corrente nula. A pressão dentro do cartucho aumenta em função dos incrementos de temperatura e a geração dos gases cria condições dentro do tubo que ajudam a desionizar o caminho do arco. A pressão exercida também ajuda a manter a condição de circuito aberto, uma vez que as partículas ionizadas forçam a abertura das extremidades do cartucho, sendo expelidas em seguida.

8.3. Características Técnicas

Tensão Nominal (kV)	Tensão de Projeto (kV)	Freq. (HZ)	Corrente Nominal (A)	Capacidade de Interrupção (kA)		TSI (NBI) (kV)	Tensão Suportável Freq. Industrial (kV)		X/R mínima
				Simétrica	Assimétrica		Seco 1'	Sob chuva 10"	
11,4	15	60	100	7100	10000	95	35	30	7
13,8				4500	6300				
22,0	24,2			1300	2000	150	42	36	
34,5	38								

8.4. Seleção

A seleção de uma chave fusível fica condicionada a compatibilização de suas características elétricas com as características elétricas do sistema onde será instalada. Para tal, devem ser obedecidos os seguintes critérios:

- A tensão nominal e a Tensão Suportável ao Impulso (TSI) também chamado de Nível Básico de Isolamento (NBI) devem ser compatíveis com os respectivos valores do sistema.

- A corrente nominal da chave deve ser igual ou maior que 150% do valor da corrente nominal máxima no ponto de instalação. Em casos onde não existe possibilidade de crescimento de carga, não usar este critério.

- A capacidade de interrupção deve ser maior que as correntes de curto-circuito, simétrica e assimétrica, no ponto de instalação da chave fusível.

8.5. Critérios para Dimensionamento de Elos Fusíveis:

a) Como proteção de Transformadores:

- O elo fusível deve operar para curtos no transformador ou na rede secundária, fazendo com que estes defeitos não tenham repercussão na rede primária.

- O elo fusível deverá permitir a sobrecarga que o transformador é capaz de admitir sem perda de vida útil e operar para sobrecargas inadmissíveis ao transformador.

- O elo fusível deverá suportar a corrente transitória de magnetização do transformador durante 0,1 segundo, sendo esta estimada em 8 a 12 vezes a corrente nominal para transformadores de potência até 2.000 kVA.

- O elo fusível deverá coordenar com as proteções instaladas a montante e a jusante, e também com a curva que determina a capacidade térmica do transformador.

- O elo fusível deverá proteger o transformador, a fim de evitar efeitos térmicos provocados por curto-circuito.

- Usar os seguintes elos-fusíveis nos respectivos transformadores monofásicos:

POTENCIA (kVA)	ELO FUSIVEL			
	3.815 V	6.582 V	7.964 V	12.700 V
37,5	10K	5H	5H	2H
25	5H	3H	3H	2H
15	3H	2H	2H	1H
10	2H	1H	1H	1H
5	1H	0,5H	0,5H	0,5H

- Usar os seguintes elos-fusíveis nos respectivos transformadores trifásicos:

POTENCIA (kVA)	ELO FUSIVEL			
	6.600 V	11.400 V	13.800 V	22.000 V
300	25K	15K	12K	8K
225	20K	12K	10K	5H
150	12K	8K	8K	3H
112,5	10K	5H	5H	2H
75	5H	3H	3H	2H
45	3H	2H	2H	1H
30	2H	1H	1H	1H
15	1H	0,5H	0,5H	0,5H

b) Como proteção de Redes e Linhas de Distribuição:

- Os elos fusíveis deverão suportar em regime permanente a corrente de carga máxima medida ou convenientemente avaliada, considerando o crescimento de carga previsto para n anos.

- Os elos fusíveis não deverão ser superior a um quarto da mínima corrente de curto circuito fase-terra calculada no trecho considerado Zona de Proteção. Esta corrente é calculada considerando para resistência da falta igual a 40Ω,

$$K * I_{carga\ máx} < IN < \frac{I_{cc\ \phi\ min}}{FS}$$

*menor valor de CC no trecho da zona de proteção.

$$K = \left(1 + \frac{\%}{100} \right) * n$$

Onde:

Icarga máx. = Corrente carga máxima do circuito

IN = Corrente nominal do elo

Icc φ-t min. = Corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no final do trecho a ser protegido.

Fs = Fator de segurança (adotado: 4)

K = Fator de crescimento de carga

% = Taxa anual prevista para o crescimento

n = Número de anos para qual o estudo está previsto (normalmente igual a 5)

- O elo fusível deve oferecer uma proteção de retaguarda para todos os trechos protegidos pelos primeiros elos instalados a jusante.

- Selecionar os elos fusíveis em pontos de fácil acesso e que facilitem a operação do sistema.

c) Como proteção de Banco de Capacitores

A proteção de um banco de capacitores deve atender os seguintes conceitos:

- Reduzir ao mínimo o perigo de ocorrer à ruptura do tanque de um capacitor devido à formação de gases no seu interior;

- Proteger os capacitores do banco contra transitórios de corrente e tensão;

- Proteger os capacitores contra operação em sobrecarga;

- Proteger o sistema de uma falta isolando rapidamente a unidade defeituosa.

É adotada a proteção de grupo, onde as unidades em paralelo são protegidas por um único elo fusível.

Determinar a corrente nominal do banco a ser protegido, considerando o seguinte valor de sobrecarga permissível:

- 1,35 para bancos aterrados,

- 1,25 para bancos não aterrados.

Verificar para o elo fusível preliminarmente escolhido sua capacidade de suportar correntes de "inrush", durante um período de 0,1s na curva de mínimo tempo de fusão.

- Para banco estrela isolada ou delta, calcular a corrente de "inrush" conforme segue:

$$I_{inrush} = \left(\frac{E}{X_c} * X_L \right) * \left(1 + \sqrt{\frac{X_c}{X_L}} \right)$$

Onde:

E= Tensão fase-terra do sistema (kV)

Xc = Reatância Capacitiva do banco por fase (W)

XL = Reatância Indutiva do banco por fase (W)

linrush = valor máximo da corrente de energização – inrush (kA)

$$X_c = \frac{(kV)^2}{MVA_r} \text{ e } X_1 = \frac{(kV)^2}{MVA}$$

Onde:

KV = tensão fase-fase do sistema

MVA_r = potência trifásica do banco

MVA = potência de curto-circuito do sistema (no ponto de instalação do banco).

Para Banco de Capacitor ligado em estrela ou triangulo verificar se os fusíveis têm capacidade de ruptura para a maior corrente de curto circuito no ponto da instalação do Banco conforme abaixo:

Banco com unidade capacitiva (kVA _r)	Máximo curto-circuito admissível (A)
50	4000
100	5000

TIPO DE LIGAÇÃO	POTÊNCIA DO BANCO TRIFÁSICO kVA _r	ELO FUSÍVEL (K)											
		11.400 V				13.800 V				22.000 V			
		Inom	Isobrec	Icc	Elo	Inom	Isobrec	Icc	Elo	Inom	Isobrec	Icc	Elo
Estrela Isolada	150	7,6	9,5	22,8	6K	6,3	7,9	18,8	6K	3,9	4,9	11,8	3H
	300	15,2	19,0	45,6	12K	12,6	15,7	37,7	10K	7,9	9,9	23,6	6K
	600	30,4	38,0	91,3	25K	25,1	31,4	75,4	20K	15,8	19,7	47,3	12K
Estrela Aterrada	150	7,6	10,3	No ponto	6K	6,3	8,5	No ponto	6K	3,9	5,3	No ponto	3H
	300	15,2	20,5		12K	12,6	17,0		10K	7,9	10,6		6K
	600	30,4	41,1		25K	25,1	33,9		20K	15,8	21,3		12K

d) Como proteção no circuito “by-pass” de religadores instalados em Linhas e redes de distribuição:

Não é recomendada a utilização de elos fusíveis como proteção de by-pass em religadores instalados na subestação.

Deve-se prever um arranjo que promova uma proteção mais eficaz para o circuito alimentador. Este arranjo pode ser a transferência para outro circuito através de chave seccionadora ou através da instalação de um circuito de transferência provido de religador.

O elo fusível deverá ser calculado conforme apresentado no item Como proteção de Redes e Linhas de Distribuição.

9. SECCIONALIZADOR

9.1. Definição

Seccionalizador automático é um equipamento auxiliar de proteção utilizado para isolar automaticamente os circuitos defeituosos.

Aplicado em conjunto com religadores à sua retaguarda ou a montante. O seccionalizador não interrompe correntes de falta, mas conta às operações do religador de retaguarda, durante a condição de falta, abrindo os seus contatos, quando da desenergização do circuito pelo religador instalado a montante.

9.2. Princípio de Funcionamento

O seccionalizador é um equipamento basicamente construído de um elemento sensor de sobrecorrentes e de um mecanismo para contagem de desligamentos do equipamento de retaguarda, além de contatos e de dispositivos para travamento na posição "aberto".

Quando ocorrer uma sobrecorrente no circuito passando através do seccionalizador, cujo valor seja maior ou igual à corrente de acionamento, o equipamento é armado e preparado para a contagem. A contagem se inicia quando a corrente que circula por ele é interrompida pelo equipamento de retaguarda ou cai abaixo de determinado valor. Após um certo número dessas operações, que corresponde ao ajuste do equipamento, ele abre os contatos e permanece travado na posição "aberto", isolando o trecho com falha.

O número de operação do seccionalizador será sempre menor que o número de atuações do religador de retaguarda.

9.3. Características de Operação

Os seccionalizadores podem ser monofásicos ou trifásicos, hidráulicos ou eletrônicos. Os seccionalizadores eletrônicos permitem ainda a sensibilidade para faltas para a terra, o que assegura a contagem para interrupções de falta fase-terra feita pelo dispositivo de retaguarda.

Opera como chave seccionadora sob carga, possibilitando manobras na rede elétrica.

A contagem do seccionizador só será efetuada caso sejam preenchidas duas condições:

- O seccionizador deverá "sentir" uma corrente superior a sua corrente de atuação para se preparar para contar.
- Preparado para contar, o seccionizador hidráulico espera que a corrente caia abaixo de 40% do valor de atuação (pick-up) ajustado e
 - o seccionizador eletrônico espera que a corrente caia abaixo de 50% do valor de atuação (pick-up) ajustado.

9.4. Acessórios para os Seccionizadores

a) Restritor por Tensão:

Acessório que tem como característica evitar que o seccionizador conte operações enquanto outro dispositivo elimina a falta. O restritor por tensão alimentado através de um T.P. evita que o seccionizador efetue uma contagem quando outro dispositivo de proteção localizado a jusante do seccionizador elimina a falta.

Esta característica de operação é obtida devido ao fato do restritor por tensão receber continuamente tensão do TP.

b) Restritor por Corrente:

Dispositivo com função semelhante ao restritor por tensão que evita que o seccionizador efetue as contagens quando por este passa uma corrente de carga de valor igual ou superior a 3,5A.

c) Restritor de Corrente Inrush:

Este acessório evita a contagem indevida do seccionizador provocada por correntes de "inrush".

d) Proteção de Terra:

Os seccionizadores possuem dispositivos para sensibilização quando de desequilíbrios ou faltas fase-terra.

9.5. Critérios para ajuste de Seccionalizador

- A corrente de acionamento do seccionalizador deve ser 80% do valor da corrente de disparo do dispositivo de retaguarda, tanto para fase quanto para terra. Contudo, esse valor poderá ser inferior a 80% se não houver disponibilidade de bobina série para o seccionalizador com corrente igual à especificação para o religador.
- O seccionalizador deve ser ajustado de forma que as menores correntes de curto-circuito à jusante do seu ponto de instalação provoquem sua operação.
- Para seccionalizadores controlados eletronicamente, o valor da corrente de acionamento é ajustado diretamente no equipamento. No caso de seccionalizadores com controle hidráulico, esse valor corresponde a um múltiplo (indicado pelo fabricante), do valor nominal da bobina série.
- O número de contagens do seccionalizador deve ser, pelo menos, uma a menos que o número de operações para a abertura definitiva do dispositivo de retaguarda.
- Seccionalizadores que não estejam equipados com sensor de faltas para a terra devem ser coordenados com a corrente mínima de disparo de fase do equipamento protetor de retaguarda. O ajuste do seccionalizador com base na corrente de disparo de terra do religador pode causar operações erradas de travamento, devido às correntes de inrush.
- Seccionalizadores trifásicos são limitados para coordenar com equipamentos de retaguarda que abrem simultaneamente as três fases. A abertura não simultânea das três fases do equipamento de retaguarda pode ocasionar a interrupção de uma corrente de falta pelo seccionalizador, o que não é uma operação adequada para o equipamento.

9.6. Seccionalizador Eletrônico Monopolar

A utilização do seccionalizador automático eletrônico nos ramais e derivações, em substituição das chaves-fusíveis, permite uma melhor coordenação frente à falhas permanentes e transitórias, reduzindo o número de interrupções de serviço e os custos de exploração.

O equipamento é constituído por uma base porta-fusível, idêntica às chaves fusíveis. Possui um tubo condutor, no interior do qual se aloja um circuito eletrônico alimentado por duas bobinas toroidais, uma delas sensível à corrente do circuito e a outra ligada a um capacitor que proporciona a energia de acionamento.

O circuito eletrônico efetua a análise da corrente de falha da rede de média tensão, contabilizando as operações de abertura que realiza sobre o circuito o religador de retaguarda e determina a abertura mecânica do seccionizador, se a corrente de falha for permanente.

O circuito eletrônico possui também a capacidade de efetuar uma análise espectral da forma de onda de corrente de maneira de discernir entre uma corrente de falha e uma corrente de inserção de um transformador (corrente de “inrush”), evitando desta forma o seccionamento da linha de média tensão e o conseqüente corte de fornecimento de energia a clientes, em condições não desejadas.

Para uma perfeita coordenação do seccionizador automático eletrônico e os equipamentos de retaguarda, é necessário que se cumpram as seguintes condições:

- A corrente de atuação do seccionizador eletrônico deve ser programada num valor inferior ao da corrente de atuação do religador (tanto nas falhas de fase como de terra)
- A corrente de atuação do seccionizador eletrônico deverá ser programada entre a corrente de curto-circuito e a corrente nominal do circuito
- O tempo de reset (memória) do seccionizador de 30 seg. deve ser superior ao intervalo entre operações do equipamento de retaguarda para que não se esqueça da contagem registrada.
- O tempo total de abertura do seccionizador de 0,5 seg., deve ser inferior ao intervalo de religamento do equipamento de retaguarda.

10. CRITÉRIOS DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Num estudo de coordenação/seletividade da proteção procura-se definir os tempos de operação dos equipamentos de proteção instalados no sistema.

Cada equipamento de proteção tem sua própria característica Tempo x Corrente.

A coordenação e a seletividade entre os equipamentos de proteção são verificadas através de coordenogramas, os quais são construídos através das composições das diversas características Tempo x Corrente (curvas) dos equipamentos.

10.1. Característica Tempo x Corrente

Representa a resposta do equipamento de proteção para qualquer valor de ajuste, em função da corrente de curto-circuito do sistema.

As características Tempo x Corrente, também chamadas curvas de tempo podem ser apresentadas de três maneiras: Tempo x Corrente, Tempo x Múltiplo da corrente de ajuste e Tempo x Porcentagem da corrente de ajuste.

Em geral, as características dos equipamentos de proteção são apresentadas pelas formas Tempo x Múltiplo ou Porcentagem da corrente de ajuste, porque permitem apresentar apenas uma curva para qualquer valor de ajuste.

10.2. Coordenograma

É o gráfico que ilustra a coordenação e/ou a seletividade dos equipamentos de proteção e poderá ser obtido em forma computacional ou manual. É construído através do uso correto das características Tempo x Corrente dos diversos equipamentos de proteção fornecidos pelos respectivos fabricantes.

O método da sobreposição de curvas é o mais rápido, eficiente e prático, porém exige que as características Tempo x Corrente dos equipamentos a serem utilizados estejam numa mesma escala.

A coordenação/seletividade entre os equipamentos de proteção é definida entre os valores máximos e mínimos de curto-circuito que definem a faixa de valores dentro da qual deve ser analisada.

O máximo valor de curto-circuito é obtido no ponto de instalação do equipamento de proteção. Para proteção de fase utiliza-se o valor de curto-circuito trifásico e curto-circuito fase-terra e para proteção de neutro (também chamado de terra) utiliza-se o valor de curto-circuito fase-terra.

O mínimo valor de curto-circuito é obtido no final da zona de proteção do equipamento em estudo. Para proteção de fase utiliza-se o valor de curto-circuito fase-fase e para proteção de neutro (também chamado de terra) utiliza-se o valor de

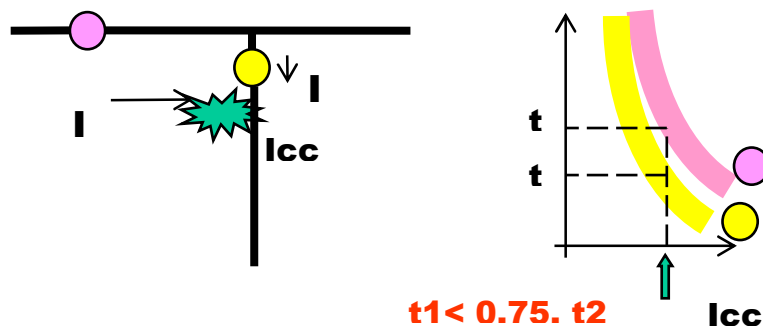
curto-circuito fase terra mínimo calculado com impedância de falta $3R_F$ igual a 40 Ohms.

- Os princípios básicos da coordenação são:
 - Faltas transitórias devem ser eliminadas no menor tempo possível, através de desligamentos e posteriores religamentos.
 - Faltas permanentes devem ficar restritas ao menor trecho possível.
- O princípio básico da seletividade é:
 - O equipamento de proteção mais próximo da falta deve operar o mais rápido possível antes do equipamento de retaguarda, tanto para faltas transitórias quanto para faltas permanentes, isolando o trecho defeituoso no menor tempo possível.

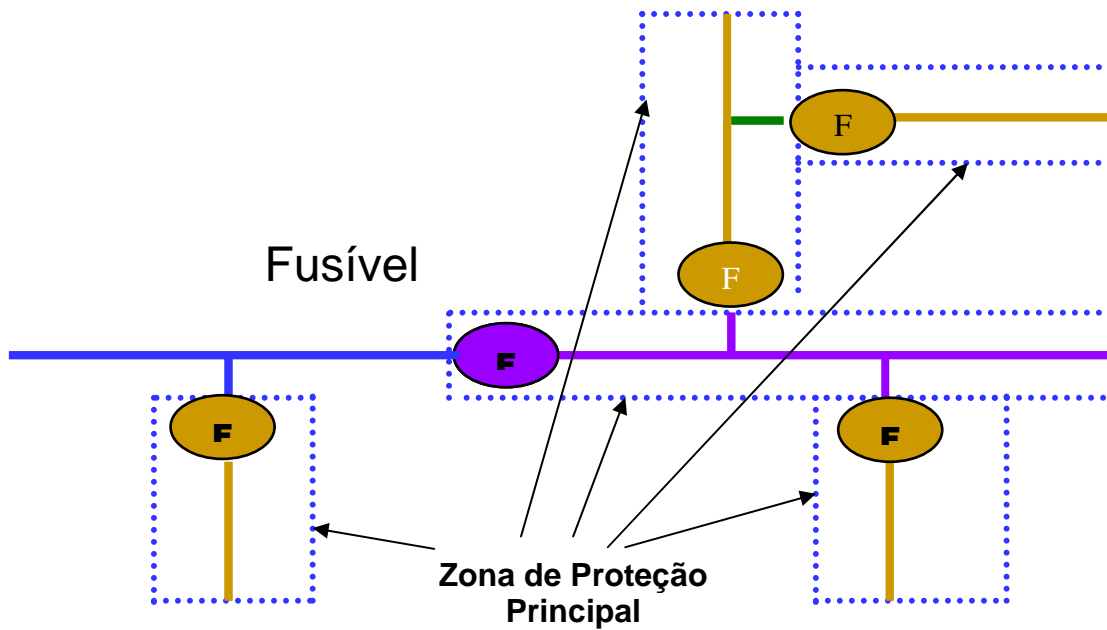
10.3. Possibilidades de seletividade e coordenação entre os diversos equipamentos de proteção:

a) Fusível x Fusível em ramais

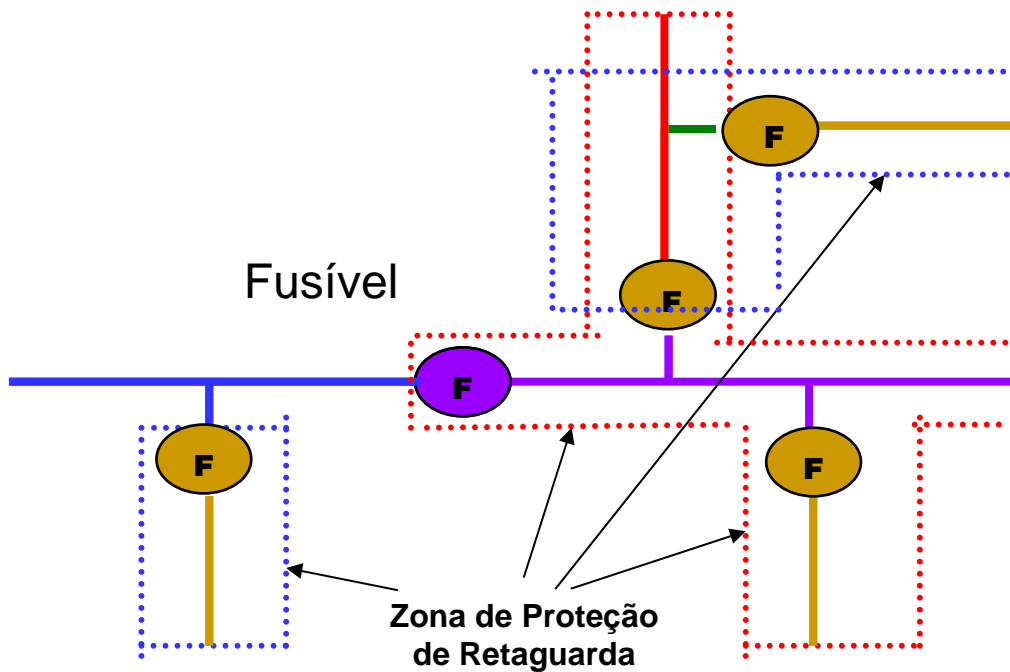
A seletividade, entre dois ou mais fusíveis instalados em série, é satisfatória quando o tempo total de interrupção do fusível F1 não exceder a 75% do tempo mínimo de fusão do elo de retaguarda F2. Para a proteção de ramais deve ser utilizado apenas elo fusível tipo K, preferenciais e/ou não preferenciais.



- Zona de proteção Principal de elo-fusível



- Zona de proteção de Retaguarda de elo-fusível

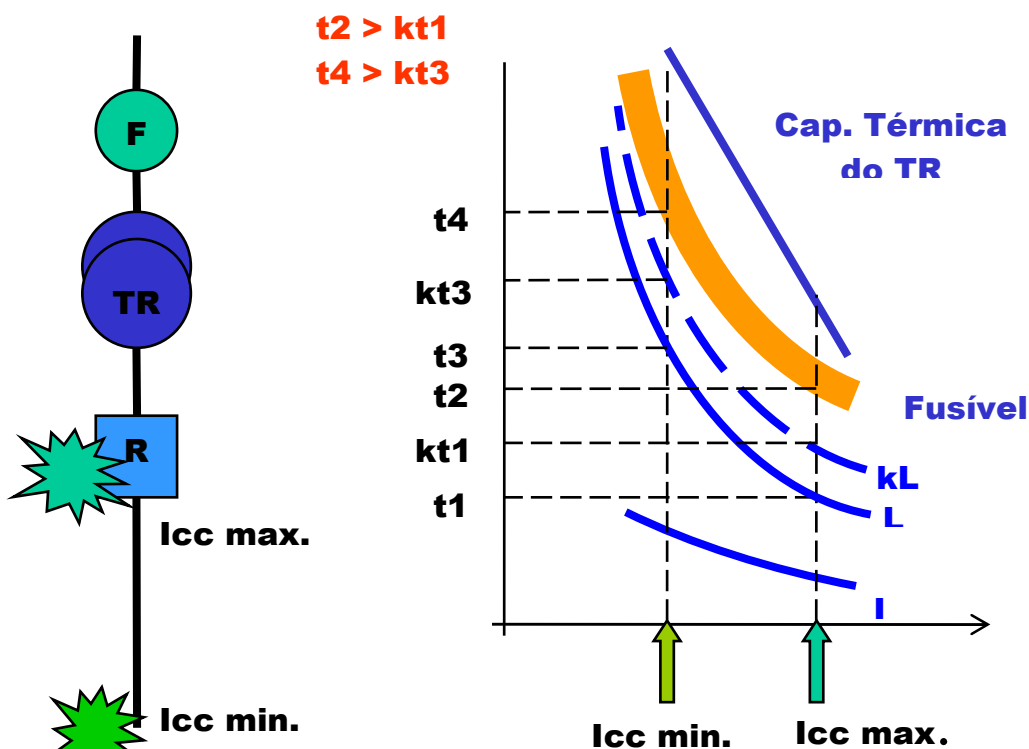


- Quando desejar a filosofia de proteção coordenada deve-se usar no máximo 4 (quatro) elos fusíveis em série (incluindo do transformador) a fim de não prejudicar a coordenação.
- Quando desejar a filosofia de proteção seletiva pode-se usar mais que 4 (quatro) elos fusíveis em série (incluindo o transformador) desde que não comprometa a rapidez do religador instalado na retaguarda.
- A seletividade entre elos-fusíveis deverá ser garantida para os curtos-circuitos fase-terra que são os mais prováveis de ocorrerem.
- A seletividade entre elos-fusíveis poderá ser prejudicada para os curtos-circuitos trifásicos ou fase-fase que são os menos prováveis de ocorrerem.

b) Fusível x Religador (fusível do lado da fonte)

Geralmente este tipo de seletividade se dá quando os transformadores de subestação são protegidos com fusíveis.

- No caso de subestação de distribuição onde a proteção é feita através de elos-fusíveis instalados no lado de AT do transformador, a seletividade é verificada quando da ocorrência de qualquer curto-circuito à jusante do religador, o tempo mínimo de fusão do fusível é maior que o tempo médio de interrupção da curva lenta do religador multiplicada pelo fator K específico.



- O fator K específico é definido em função da seqüência de operação e dos tempos de religamento do religador, devido o sobreaquecimento do fusível.
- Os valores de K estão definidos na tabela a seguir:

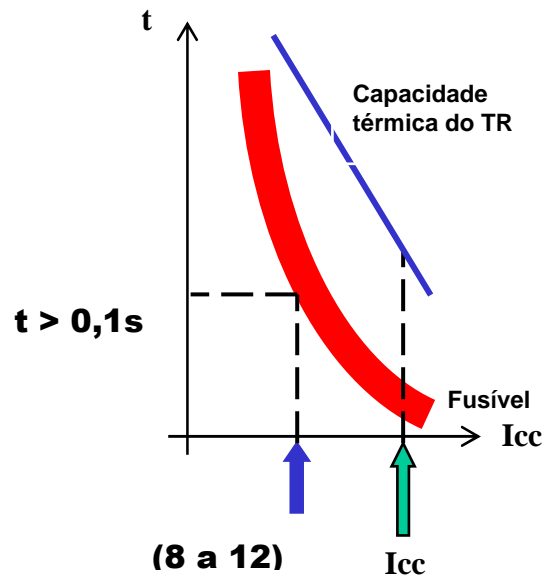
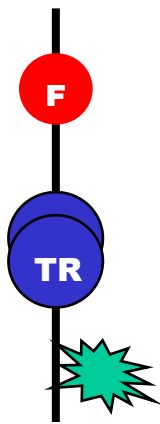
TEMPO DE RELIGAMENTO (Segundos)	FATOR DE MULTIPLICAÇÃO (K)		
	2 operações rápidas 2 operações temporizadas	1 operação rápida 3 operações temporizadas	4 operações temporizadas
0,25	2,7	3,2	3,7
0,50	2,6	3,1	3,5
1,00	2,1	2,5	2,7
1,50	1,85	2,1	2,2
2,00	1,7	1,8	1,9
4,00	1,4	1,4	1,45
10,00	1,35	1,35	1,35

- Raramente se consegue um valor de elo fusível que permita simultaneamente proteção contra sobrecargas no transformador e coordenação plena com o religador.
- Quando não é possível atender estas duas condições, algumas concessionárias preferem adotar um elo que propicie proteção contra sobrecargas no transformador ainda que isto acarrete risco de descoordenação entre fusível e religador. Outras empresas adotam um elo que garanta coordenação plena com o religador e deixam a proteção contra sobrecargas no transformador a cargo da supervisão humana.
- Na rede de distribuição não se deve utilizar elo fusível antes do religador instalados num mesmo nível de tensão.
- A curva de tempo máximo de fusão do elo fusível deve estar mais rápida que a curva de dano do transformador.
- A curva mínima de fusão do elo fusível deverá ficar acima de 0,1s para a corrente de 8 a 12 vezes a corrente nominal do transformador.

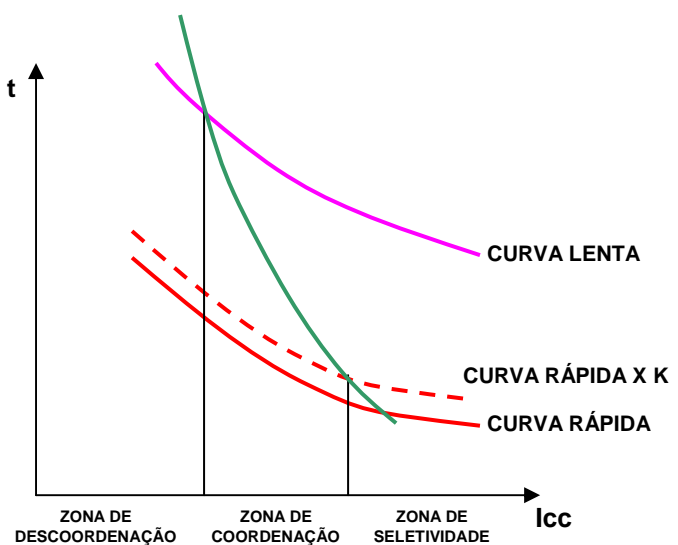
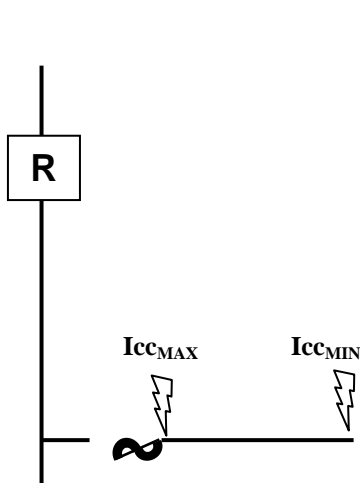
c) Fusível x Fusível em transformadores de distribuição

- A seletividade de elos fusíveis de transformadores com elos de proteção de ramais deve ser garantida para o valor da máxima corrente de curto-circuito no lado do secundário do transformador.

- Não será necessário verificar a seletividade entre elos fusíveis de transformadores com elos de proteção de ramais tendo em vista a pouca possibilidade de ocorrerem defeitos no lado de alta tensão do transformador e também a fim de evitar a escolha de valores elevados de elos fusíveis dos ramais. No caso de defeito no transformador ou no trecho entre elo-fusível do transformador e o transformador provavelmente haverá operação simultânea do elo fusível do transformador e do elo do ramal.



d) Religador x Fusível (Fusível no lado da carga)



- Para todos os valores de falhas possíveis no trecho do circuito protegido pelo elo fusível, o tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de operação do religador na curva rápida multiplicada por um fator k. Este fator permite que haja um tempo adequado entre a operação do religador na curva rápida e o tempo mínimo de fusão do elo, a fim de evitar dano no elo fusível. Os valores do fator k estão indicados abaixo e variam com o número de operações rápidas e com o tempo de religamento.

TEMPO DE RELIGAMENTO (Segundos)	FATOR DE MULTIPLICAÇÃO (k)	
	UMA OPERAÇÃO RÁPIDA	DUAS OPERAÇÕES RÁPIDAS
	MÉDIO	MÉDIO
0,5	1,2	1,8
1,0	1,2	1,35
1,5	1,2	1,35
2,0	1,2	1,35

- Para todos os valores de falhas possíveis, no trecho do circuito protegido pelo elo fusível o tempo total da interrupção do fusível deve ser menor que o tempo de operação do religador na curva temporizada.

- A curva acumulada de operações do religador deve ficar abaixo da curva de dano dos condutores para toda a faixa de valores de curto-circuito.

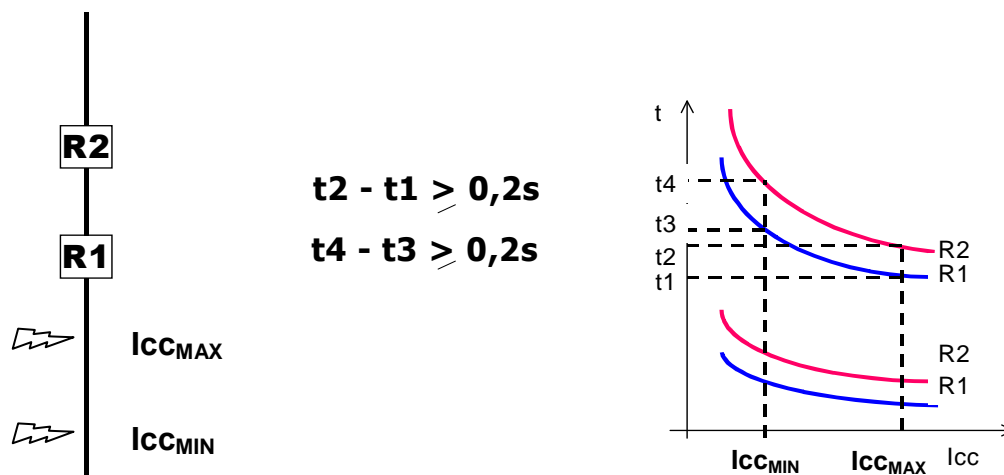
e) Religador x Religador

A coordenação entre dois ou mais religadores instalados em série, tem como objetivo limitar as interrupções no menor trecho possível do circuito.

- Quando no circuito houver religadores hidráulicos em série que não têm muitas curvas e bobinas séries e que não oferecem flexibilidade operacional, para a coordenação entre eles recomenda-se:

- Para qualquer falta transitória ou permanente, o religador mais próximo desta, deve antecipar sua atuação e abrir sem deixar que religador de retaguarda opere;
- Selecionar diferentes valores de disparo mínimos;

- Quando os religadores possuírem valores de mínimo disparo ou curvas de tempo iguais, selecionar seqüência de operação diferente;
- Quando os religadores possuírem valores de mínimo disparo iguais, selecionar curvas diferentes;
- Combinando as três últimas recomendações, poderá se obter melhor coordenação;
 - Em qualquer das recomendações anteriores, o limite de coordenação é determinado analisando as curvas de tempo x corrente dos religadores em questão, de tal modo que a separação entre eles seja, no mínimo, igual a 0,2 segundos para qualquer valor de corrente de curto-circuito comuns aos religadores.
 - É admissível operação simultânea dos religadores, quando ambos estão ajustados para operação instantânea, pois normalmente é difícil obter coordenação adequada, devido aos tempos serem muito pequenos. Isto é possível em alguns religadores, utilizando acessórios especiais ou funções específicas.



f) Religador x Seccionizador

Devem ser considerados os seguintes aspectos na coordenação entre religador e seccionizador:

- A capacidade de curta duração do seccionizador não deve ser ultrapassada, portanto, a sua curva de curta duração deve ficar acima da curva de tempo acumulado de operação do religador para todos os valores de corrente de curto-circuito na zona de proteção do seccionizador.

- Tempo acumulado de operação é a soma dos tempos em que a corrente de defeito circula pelo seccionizador até a sua abertura.

- Apesar dos seccionizadores não possuírem curvas características de tempo x corrente, um parâmetro que deve ser considerado na sua utilização é o tempo de retenção de contagem ou tempo de memória. O tempo de memória é o tempo máximo de que o seccionizador dispõe para, após iniciar as suas contagens, completar o seu ciclo e bloquear aberto. A partir desse tempo, o seccionizador apaga de sua memória a contagem efetuada e retorna à sua condição inicial, isto é, torna-se apto para iniciar um novo ciclo de contagens.

- O seccionizador deve ser ajustado com, no mínimo, uma contagem a menos que o número de operações para a abertura e bloqueio do religador.

- O tempo de memória do seccionizador deve ser superior ao tempo acumulado total máximo do religador de retaguarda. O tempo acumulado total é a soma dos tempos a partir do primeiro desligamento do religador de retaguarda até a abertura do seccionizador. Se o tempo de memória do seccionizador for inferior ao tempo acumulado total do religador, o seccionizador poderá efetuar contagens adicionais e permitir que o religador abra definitivamente, sem necessidade.

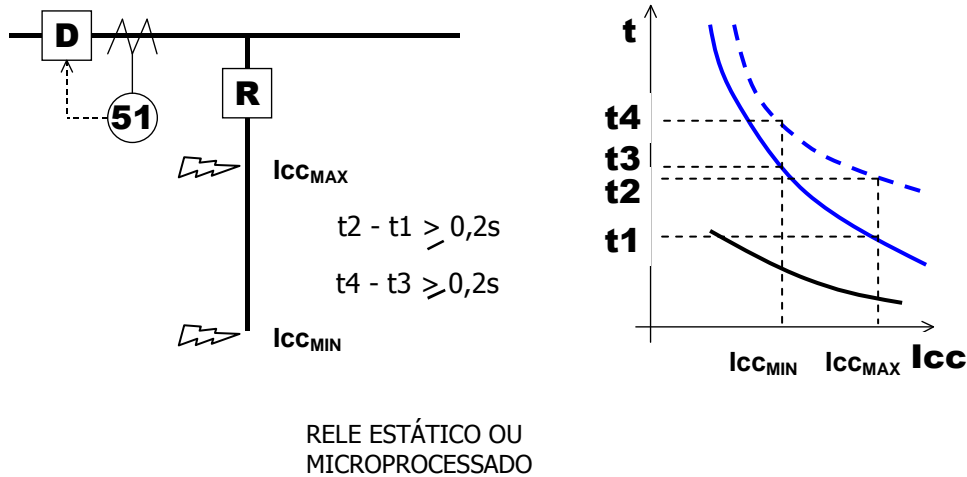
g) Relés x Fusível

A seletividade entre o relé de sobrecorrente instalado na subestação e os elos fusíveis ao longo do circuito é garantida para todos valores de corrente de curto-circuito, quando existir uma diferença de maior ou igual a 0,2s entre o tempo máximo de interrupção do elo fusível e o tempo mínimo de operação da curva do relé.

h) Relés de disjuntor x Religador

Esta configuração é comumente encontrada no sistema de distribuição, onde os relés são instalados em subestações e os religadores instalados em subestação ou em poste ao longo dos circuitos de distribuição.

- Em toda a faixa de valores de curto-circuito, a curva de operação do relé deve estar abaixo da curva de dano dos condutores e equipamento do circuito.



- Caso o relé de sobrecorrente seja estático ou microprocessado, a seletividade será garantida se a diferença de tempo da curva lenta do religador e a curva do relé for maior ou igual a 0,2s para todos valores de corrente de curto circuito encontrado na zona de proteção do religador.

- Caso o relé de sobrecorrente seja eletromecânico, a seletividade será garantida se o avanço total do contato móvel do relé, durante as operações do religador, não ultrapassar o valor dado pela equação abaixo:

$$\frac{A}{100} < 1 - \left(\frac{0,2}{T_{OR}} \right)$$

Onde:

A (%) = avanço máximo permissível do contato móvel do relé durante a(s) operação(ões) do religador;

0,2 (s) = diferença de tempo admissível entre o tempo de operação do relé e o tempo de operação do religador, após as operações do religador;

TOR (s) = tempo de operação do relé no ponto considerado crítico.

- Para se verificar o avanço do relé durante as operações do religador, seguir os seguintes passos:

1º - Traçar o coordenograma contendo as curvas do religador e a do relé para todos níveis de corrente de curto-circuito, encontrado dentro da zona de proteção do religador;

2º - Identificar o ponto onde a curva do relé se encontra mais próximo da curva lenta do religador. Este é considerado ponto crítico para verificação da seletividade. Obviamente, se a curva do relé interceptar a curva do religador dentro da faixa de corrente do curto-circuito em análise, isto indica que as proteções não estão seletivas. Portanto, é necessário alterar os ajustes do religador ou do relé, de modo que atendam a metodologia apresentada no 3º passo;

3º - Montar o quadro abaixo, sendo preenchida para todos os pontos onde se deseja analisar a coordenação, tanto para defeitos entre fases como para defeitos entre fase(s) e neutro.

SEQUÊNCIA DE OPERAÇÕES	TEMPO DE OPERAÇÃO DO RELIGADOR (s)	TEMPO DE OPERAÇÃO DO RELÉ (S)	AVANÇO DO RELÉ (%)	REARME DO RELÉ (%)	SOMA RELATIVA (%)
1ª	T1	TR1	A1	R1	S1
2ª	T2	TR2	A2	R2	S2
3ª	T3	TR3	A3	R3	S3
4ª	T4		A4		S4
				TOTAL	S4

- O preenchimento deste quadro será feito com base no ponto crítico, identificado no item anterior. Recomenda-se traçar uma perpendicular ao eixo da abscissa, passando pelo ponto crítico.

- Curva: identificar a curva correspondente à seqüência de operação.
- Tempo de Operação: Indicar o tempo de operação correspondente a cada curva, referenciado no ponto crítico.
- Tempo de Religamento: Indicar os tempos de religamento ajustado no religador.

• Avanço: O avanço parcial do relé é calculado em função do tempo de operação do relé (avanço total) e o tempo de cada operação do religador referenciado no ponto crítico, numa regra de três simples, ou seja:

- Avanço do relé durante a 1ª operação do religador:

$$A_1 = \left(\frac{T_1}{T_{OR}} \right) * 100$$

- Avanço do relé durante a 2ª operação do religador:

$$A_2 = \left(\frac{T_2}{T_{OR}} \right) * 100$$

- Avanço do relé durante a 3ª operação do religador:

$$A_3 = \left(\frac{T_3}{T_{OR}} \right) * 100$$

- Avanço do relé durante a 4ª operação do religador:

$$A_4 = \left(\frac{T_4}{T_{OR}} \right) * 100$$

• Restabelecimento: O restabelecimento parcial do relé é calculado em função do tempo de restabelecimento total e do tempo de cada religamento do religador, ou seja:

- Restabelecimento do relé durante o 1º religamento do religador:

$$R_1 = K * \left(\frac{T_{R1}}{T_{RT}} \right) * 100$$

- Restabelecimento do relé durante o 2º religamento do religador:

$$R_2 = K * \left(\frac{T_{R2}}{T_{RT}} \right) * 100$$

- Restabelecimento do relé durante o 3º religamento do religador:

$$R_3 = K * \left(\frac{T_{R3}}{T_{RT}} \right) * 100$$

Onde:

TRT = tempo de restabelecimento total do relé, fornecido pelo fabricante;

K = constante de retardo. É obtido experimentalmente em função da corrente de carga que circula no relé. Na falta deste dado experimental, poderá ser utilizado K = 1,5.

- Soma Relativa: A soma relativa deve ser a cada operação computando-se apenas valores positivos da seguinte forma.

$$S1 = A1 - R1$$

$$S2 = S1 + A2 - R2$$

$$S3 = S2 + A3 - R3$$

$$S2 = S3 + A4$$

- Conclusão

A seletividade esta garantida se S1, S2, S3 e S4 for menor que A(%) avanço máximo permissível do contato móvel do relé durante a(s) operação(ões) do religador calculado anteriormente.

IMPORTANTE

A seletividade deverá ser verificada para o curto-circuito trifásico e para o curto-circuito fase-terra.

11. ROTEIRO PARA PROJETO DE PROTEÇÃO DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA

Quando da execução de estudos de proteção, de um determinado sistema aéreo de distribuição, o responsável pelo estudo deverá ter em mente uma série de fatores que influenciam na determinação dos critérios a serem adotados.

- O tipo de ligação dos transformadores que alimentam o sistema (estrela aterrado ou delta acoplado com transformador de aterramento),
- A demanda do sistema,
- Extensão e bitola do circuito,
- Características dos equipamentos de proteção do próprio circuito, como os de proteção de retaguarda do sistema de transmissão e,
- A importância relativa das cargas.

O estudo deverá ainda oferecer proteção ao sistema mesmo em condições anormais de operação, casos de contingências, prevendo um crescimento vegetativo para um determinado período considerado.

Antes de se iniciar um estudo de proteção deve-se sempre considerar que a proteção de distribuição não é uma ciência exata e que os resultados a serem obtidos serão conseqüências de compromissos assumidos, uma vez que dificilmente consegue-se uma solução que satisfaça todas as condições desejadas.

Deste modo, deve-se estabelecer prioridades a partir de critérios que atendam o maior número de condições de falta possível.

A coordenação de equipamento de proteção para defeitos entre a fase e terra é prioritário, pois estes constituem a grande maioria do sistema de proteção (descargas atmosféricas, principalmente em área com descarregadores de chifres, vegetação em contato com as linhas, isoladores e pára-raios com defeitos, etc.).

Os defeitos em fase ocorrem mais raramente, devendo, no entanto, sempre que possível, obter-se coordenação da proteção para estes casos.

Finalmente, será o conhecimento específico de cada situação estudada que determinará as soluções mais adequadas para o sistema considerado.

Apresentamos a seguir, uma sistemática de caráter orientativo para se fazer um projeto de proteção. Convém ressaltar que a proteção de sobrecorrente em um

Sistema de Distribuição deve isolar rapidamente o trecho defeituoso, quando das faltas permanentes, afetando o menor número possível de clientes.

11.1. Levantamento de Dados Preliminares:

a) Diagrama unifilar do alimentador, contendo:

- Saída do alimentador, indicando o equipamento de proteção instalado e seus ajustes atuais.
- Número, bitola, tipo e comprimento dos condutores de cada seção
- Medição ou avaliação da carga em pontos estratégicos, ao longo da rede de distribuição.
- Seccionamento existentes.
- Interligação com outros alimentadores, avaliando a carga a ser assumida, considerando condições de emergência.
- Cliente especial.

b) Cálculo das correntes de curto-circuito trifásico, fase - fase, fase - terra mínimo nos seguintes pontos:

- Mudança de bitola.
- Na saída das derivações.
- Final dos ramais.
- Possíveis pontos de instalação de equipamentos especiais de proteção.

c) Análise dos índices de interrupção do circuito em estudo.

- Avaliação dos índices;
- Identificação das causas;
- Trechos de maiores ocorrências.

d) Análise do acesso aos pontos onde serão instalados os equipamentos de proteção, de modo a facilitar a sua operação.

e) Outras informações:

- Topografia do sistema;
- Níveis isocerânicos que o sistema está sujeito;

- Tipo de vegetação, principalmente aquelas que podem tocar no sistema;
- Classe predominante de cliente: residencial, comercial, industrial, rural;
- Tipo de atividade e/ou processo de fabricação dos clientes industriais que necessitam de especial atenção;
 - Disponibilidade de equipamentos, onde estão locados os responsáveis pela operação do sistema;
 - Equipamentos de proteção instalados no sistema;
 - Trechos com maior probabilidade de defeitos;

f) Locação dos equipamentos de proteção:

O critério básico está voltado ao conceito de zona de proteção, ou seja, todo equipamento de proteção deve ser instalado num ponto tal onde exista uma proteção de retaguarda, isto vem assegurar a sobreposição da proteção.

Os equipamentos de proteção, quando necessário, devem ser instalados:

- Religador
 - Em subestações nos circuitos alimentadores onde se deseja coordenação ou seletividade com os demais equipamentos de proteção instalados na rede.
 - Em redes de distribuição onde se deseja suprir áreas sujeitas à falhas transitórias, cuja probabilidade elevada de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos.
 - Em redes de distribuição, após carga cuja continuidade de serviço seja desejada.
 - Em circuitos longos onde se devem criar zonas de proteção, através de ajustes apropriados, devido aos níveis de curto-circuito.

- Seccionalizador

Poderá ser instalado em qualquer das situações abaixo, desde que o equipamento de proteção instalado na retaguarda seja um religador:

- Em circuitos onde se deseja suprir áreas sujeitas à falhas transitórias, cuja probabilidade elevada de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos.
- Ao longo do alimentador, após cargas cuja continuidade serviços seja desejada.

- Em alimentadores, de cargas relativamente altas, que se bifurcam em dois circuitos, pelo menos.
- Em circuitos onde os clientes aceitem religamentos.
- Elos fusíveis
- Em ramais.
- No primário dos transformadores de distribuição.
- Em banco de capacitores.

12. PROTEÇÃO DO CONSUMIDOR INDUSTRIAL

12.1. Informações da concessionária ao consumidor

Quando da apresentação do pedido de fornecimento de energia elétrica à Concessionária, o consumidor deverá receber, no prazo de 15 (quinze) dias, as seguintes informações:

- Valores das correntes de curto-circuito trifásico, fase-terra e relação X/R no último ponto de entrega da Concessionária em relação ao consumidor.
- As características e ajustes da proteção de retaguarda do alimentador que suprirá o consumidor.
- Máximo valor de resistência de aterramento permitido.

12.2. Proteção contra Sobrecorrente em Alta Tensão

a) Fornecimento até 300kVA

A proteção na média tensão contra sobrecorrente será feita pela instalação de chaves fusíveis com capacidade mínima de interrupção de corrente de 10kA e dotada de dispositivo de abertura sob carga, colocadas na mesma estrutura do transformador ou recuada quando a subestação for aérea.

No caso do cliente optar por subestação abrigada, as chaves ficarão na estrutura de derivação do ramal.

- Os elementos fusíveis, para estas chaves, serão escolhidos de acordo com o item 8.3.

As chaves fusíveis devem ser instaladas em locais de fácil acesso, possibilitando boa visibilidade, manobra e manutenção, de tal maneira que, quando abertas, as partes móveis não estejam sob tensão.

Quando o ramal de entrada de M.T. do consumidor for inferior a 50m, poderá ser dispensada a chave fusível do consumidor.

Deverá ser instalado disjuntor no lado da baixa tensão compatível com as características do transformador.

b) Fornecimento acima de 300kVA

Nesses casos é obrigatório o uso de disjuntores de alta tensão a vácuo ou SF6 de acionamento automático na abertura e com capacidade de interrupção simétrica mínima de 10kA, com corrente nominal compatível com a sua instalação, e deverão ter chave seccionadora, tipo faca na derivação com a rede da Concessionária

- Para desligamento automático do disjuntor é exigida, no mínimo, a proteção de sobrecorrente feita através de relés secundários digitais de fase e de neutro.

Nos aumentos de carga, após aprovação da Concessionária deverão ser feitos novos ajustes ou trocas de relés e redimensionamento dos transformadores de corrente.

Quando houver mais de um transformador instalado após a medição, cada transformador deverá possuir proteção primária individual. Estas proteções devem ser informadas e plotadas no coordenograma que compõe o projeto.

Os eletrodutos de aço galvanizado contendo a fiação para a proteção secundária deverão ser instalados externamente nas paredes e teto da subestação, não sendo admitida instalação embutida.

Os relés de sobrecorrente poderão ser temporizados e/ou instantâneos para proteção de fase e/ou de terra, observando-se a coordenação com a proteção de retaguarda da Concessionária.

Não será permitido o uso de disjuntor geral de média tensão, com religamento automático, na subestação do consumidor.

Para consumidores que possuam cargas e equipamentos sensíveis aos religamentos automáticos dos alimentadores da concessionária, deverá ser utilizado relé de subtensão temporizado, para proteger esta carga, devidamente coordenado com os ajustes de tempo da proteção da concessionária.

O disjuntor geral da média tensão deverá estar situado, no máximo, a 50m do último poste da Concessionária.

Deverá ser usada chave seccionadora tripolar para cada unidade transformadora em subestações abrigadas, podendo ser usada chave fusível em unidades instaladas ao tempo.

12.3. Critérios para ajustes

A Concessionária deverá verificar a compatibilidade da proteção do consumidor com a sua proteção segundo tipo de dispositivos de proteção e critérios que serão apresentados a seguir:

a) Consumidor Protegido por Chave Fusível

A Capacidade de interrupção da chave fusível é de 10kA com corrente nominal de 100A. O dimensionamento do elo fusível do consumidor deve estar de acordo com a sua carga e seletivo com as proteções instalados a montante (concessionária) e a jusante (instalações)..

O elo fusível no último ponto de derivação da Concessionária deverá ser dimensionado para coordenar com o elo fusível do consumidor,. Caso não seja possível, pode-se usar elo da mesma capacidade, assumindo-se, portanto, a perda de seletividade.

b) Consumidor Protegido por Disjuntor

- Relé de fase, unidade temporizada (51):

$$\frac{I_{c\ arg\ am\ áx}}{FT * RTC} < TAP \leq \frac{I_{cc\phi\phi}}{RTC * FS}$$

Onde:

IcargaMax = Corrente carga (considerando o somatório das potências dos transformadores instalados)

RTC = Relação do TC em uso.

FS = Fator de segurança (mínimo 1,5).

FT = Fator térmico do TC.

TAP = também chamado de Pick-up é a corrente secundária, ajustada no relé, responsável pelo comando de desligamento.

Iccφφ□□□ = Menor Corrente de curto circuito fase-fase na baixa tensão refletida na alta tensão.

- Relé de fase, unidade Instantânea (50):

Não deverá ser sensível a corrente de energização do circuito.

$$INST > (3a8) * \frac{I_{carga}}{RTC}$$

Onde:

inst > I_{ccφφφ} (maior Corrente de curto circuito trifásico na baixa tensão refletida na alta tensão).

I_{cargaMax} = Corrente carga (considerando o somatório das potências dos transformadores instalados)

RTC = Relação do TC em uso.

- Relé de neutro, unidade temporizada (51):

$$\frac{(0,1a0,3) * I_{carga máx}}{FT * RTC} < TAP \leq \frac{I_{cc min}}{RTC * FS}$$

Onde:

(0,1) I_{carga Max} = representa a faixa admissível para a corrente de desequilíbrio (10% da corrente de carga máxima).

RTC = Relação do TC em uso.

FS = Fator de segurança (mínimo 1,5).

FT = Fator térmico do TC.

I_{ccminφφφ} = Corrente de curto circuito fase-terra mínima na Alta Tensão (bucha do transformador)

- Relé de neutro, unidade Instantânea (50):

Não deverá ser sensível a corrente de energização do circuito.

$$INST > (3a8) * \frac{(0,1a0,3) I_{carga}}{RTC}$$

Onde:

(0,1) I carga Max = representa a faixa admissível para a corrente de desequilíbrio (10% da corrente de carga máxima).

RTC = Relação do TC em uso

- Curvas de Tempo dos relés de fase e de neutro:

São definidas em função dos critérios de coordenação e seletividade com os equipamentos a montante (concessionária) e a jusante (instalações).

Deverão também estar seletivas com as curvas de danos dos transformadores (Pontos Ansi)

12.4. Relés de Proteção

Os relés disponíveis no mercado são dispositivos microprocessados que têm incorporadas, entre outras, as seguintes funções exigidas pela Concessionária:

- Função 50: proteção de sobrecorrente instantânea.
- Função 51: proteção de sobrecorrente temporizada.

Tanto a função 50 como a 51 estão disponíveis para fase e neutro (terra); assim, é exigido pela Concessionária, que o relé execute as funções 50/51 e 50N/51N.

12.5. Coordenograma

Para permitir a visualização da atuação da proteção é necessário que se faça, em papel formatado Bilog, um gráfico tempo x corrente, onde se podem verificar a coordenação e seletividade para qualquer valor de corrente. Neste gráfico serão plotados os seguintes pontos e curvas:

- Valores de curto-circuito no ponto de derivação (fornecidos pela Concessionária).
- Curva (mínimo e máximo) de atuação dos fusíveis de proteção do ramal de ligação (fornecida pela Concessionária).
- Corrente nominal (I_n).
- Corrente de partida do relé (I_p).
- Curvas do relé com os ajustes definidos no projeto (catálogo ou manual do relé) para fase e terra.

- Ajuste de atuação instantânea para fase e terra (reta perpendicular ao eixo das correntes).
- Curva(s) de atuação da proteção individual de cada transformador.
- Pontos ANSI do(s) transformador(es).
- Corrente de magnetização (I_m) do(s) transformador(es).
- Todos os pontos e curvas devem ser identificados claramente através de legenda.
- As correntes devem ser referidas a tensão primária.

12.6. Proteção contra sobrecorrente em Baixa Tensão

No secundário de cada transformador deverá existir proteção geral contra curto-circuito e sobrecarga, feita através de disjuntor termomagnético, Norma NEMA ou IEC.