

3.) Princípios para o sistema de proteção

Conforme já mencionado o objetivo do S.P. é isolar o equipamento defeituoso de forma rápida, confiável e minimizando ao máximo a área desenergizada.

3.1.) Velocidade de atuação

A velocidade garante redução dos danos aos equipamentos produzidos pelo stress térmico e mecânico causado pelas altas correntes de falta. Além disso, reduz a possibilidade de perda de estabilidade entre regiões de sistemas interligados.

Além disso, não há tempo para o IED verificar se atuou corretamente ("recheck is not desirable").

3.2) Confiabilidade

Confiabilidade é a medida do grau de certeza que um equipamento irá funcionar como deveria. Nesse contexto há duas situações de falha a que um SP pode estar sujeito:

a) Falha de segurança (sewurity): o SP atua indevidamente (quando não há falta, ou quando a falta não é de sua responsabilidade - zona de proteção). A atuação indevida é uma falha de segurança. (sewurity é o % de não atuações indevidas)

b) Falha de operação (dependability): o SP não atua quando há uma falta sob sua responsabilidade, isto é, dentro da sua zona de proteção. (dependability é o % de atuações corretas)

Exemplo: um SP tem uma probabilidade " p " de sofrer uma falha de segurança e uma probabilidade " q " de sofrer uma falha de operação

CONFIGURAÇÃO	SECURITY	DEPENDABILITY
1 relé	p	q
2 relés - série	$p \cdot p \downarrow$	$1 - (1 - q)^2 = q(2 - q) \uparrow$
2 relés - paralelo	$1 - (1 - p)^2 = p(2 - p) \uparrow$	$q^2 \downarrow$

$\begin{cases} 1-q \rightarrow \text{atuar corretamente} \\ 1-p \rightarrow \text{n\~ao atuar inevitavelmente} \end{cases}$

Tipicamente, nos sistemas interligados tem-se como objetivo reduzir as taxas de falha de opera\~ao, isto \u00e9, aumento da dependability em detrimento da security. Isto porque uma falha de seguran\~ca n\~ao resultar\~a em desligamento de cargas significativo, porque o sistema \u00e9 interligado.

Para o caso de sistemas radiais opta-se pelo contr\u00e1rio, isto \u00e9, aumento da security em detrimento da dependability, por uma quest\~ao de confiabilidade (falhas de seguran\~ca desligam toda a carga a jusante). Essa filosofia tamb\u00e9m vale para sistemas no "GARGALO".

Aten\~ao: normalmente as causas de falha na prote\~ao (atua\~ao indevida e n\~ao atua\~ao) s\~ao:

- ✓ ajustes incorretos (erro de projeto)
- ✓ falha de pessoal (manuten\~ao)
- ✓ falha de equipamento (IED/TC e TP/Servi\~co auxiliar/fia\~ao/disjun.)

3.3) Seletividade (coordena\~ao da prote\~ao)

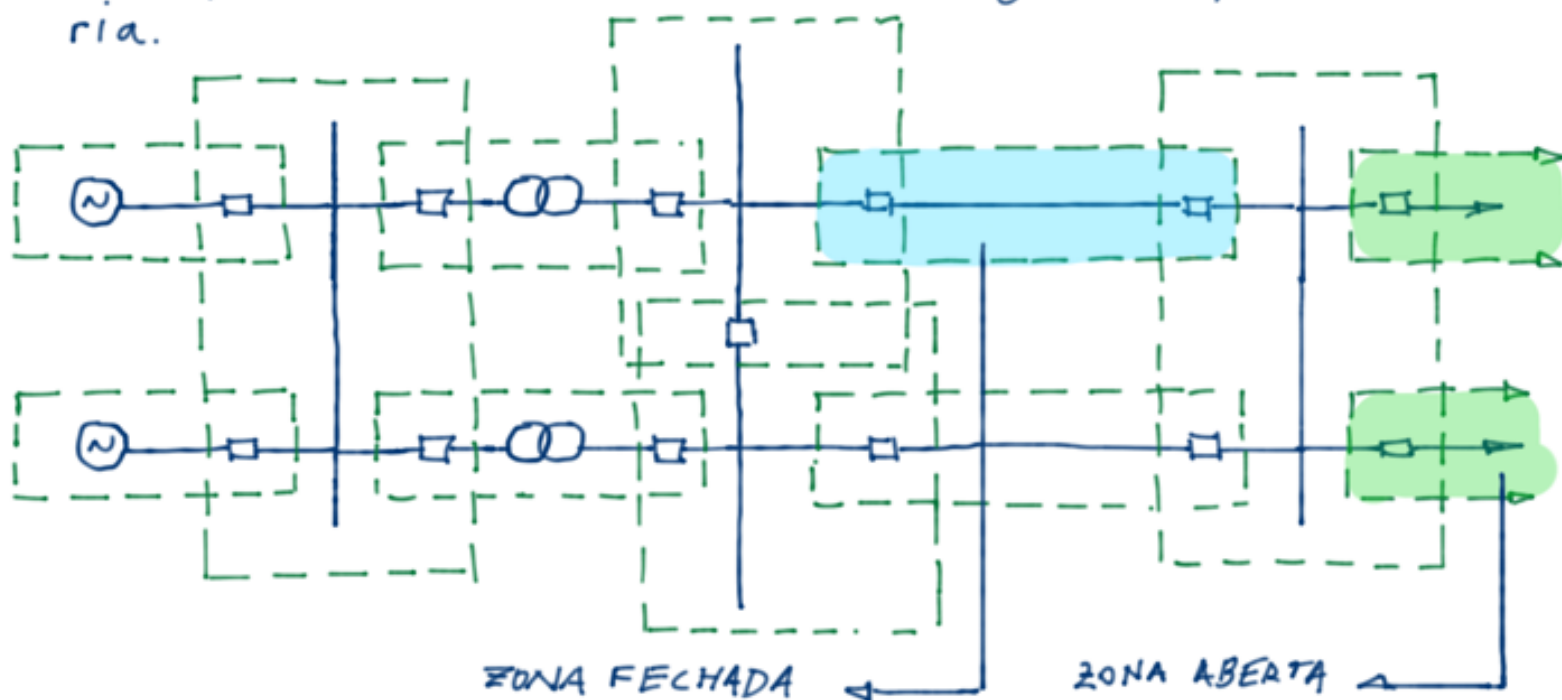
A seletividade \u00e9 a capacidade/habilidade do sistema de prote\~ao de isolar somente o equipamento defeituoso, minimizando as

máximo a porção do sistema desenergizada (isolada). No contexto de seletividade existem os seguintes conceitos:

- ✓ Proteção primária;
- ✓ Proteção de retaguarda (backup);
 - proteção de retaguarda local (proteção primária duplicada) + esquema contra falha de disjuntor (50BF); e
 - proteção de retaguarda remota.

a) Proteção primária:

O conceito de proteção primária está associado ao conceito de segurança. O sistema de proteção é dito SEGURO* quando responde a faltas dentro da sua zona de proteção primária.



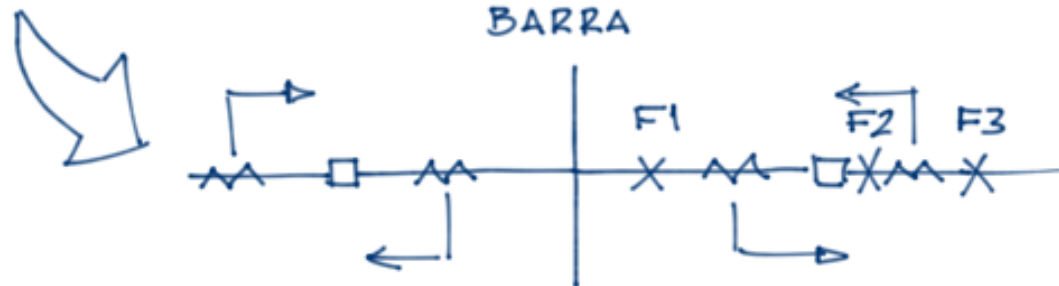
* SELETIVO

Sendo assim, define-se como ZONA DE PROTEÇÃO a zona delimitada pela localização dos TCS e disjuntores. As zonas de proteção podem ser abertas ou fechadas: a proteção unitária é aquela usada na proteção de zonas fechadas (p.ex. proteção diferencial); a proteção não-unitária é aquela usada na proteção de zonas abertas (p.ex. sobrecorrente).

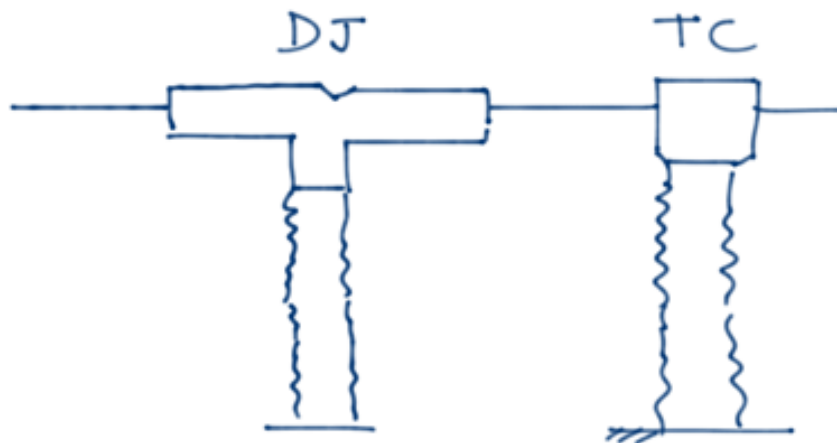
Observações importantes:

- ✓ Os disjuntores são instalados nos pontos de conexão dos equipamentos com a rede. Isso permite que só o elemento defeituoso seja desconectado (eventualmente, pode-se eliminar um dado disjuntor).
- ✓ Uma zona de proteção primária é estabelecida ao redor de cada elemento da rede e uma falta dentro da zona deve provocar a abertura (atuação) de todos os disjuntores dentro da zona e só destes.
- ✓ Falhas em zonas primárias sobrepostas produzem a abertura dos disjuntores de ambas as zonas.
- ✓ As zonas de proteção primárias são definidas pela posição dos TCS.

→ Disjuntores "tanque morto" possuem TCs nas duas buchas e portanto:



→ Disjuntores "tanque vivo" não possuem TC's portanto não se instala TCs dos dois lados (equipamento caro).



b) Proteção de retaguarda local

Espera-se que os sistemas de proteção operem adequadamente, isto é, sem falhas de segurança (security) nem de operação (dependability). Em sistemas interligados, a falha de operação é mais preocupante, como já discutido. Sendo assim, algum sistema alternativo deve ser proposto: proteção de retaguarda local; proteção de retaguarda remota. → primária duplic.

A proteção de retaguarda local tem sido preferida, nos últimos anos, em detrimento da retaguarda remota, por ser mais rápida e mais seletiva. O ideal seria duplicar todo o sistema de proteção, porém o custo é proibitivo, portanto, as soluções são:

- ✓ TCs: secundários com núcleos separados, devido ao burden (cada vez menos utilizada porque IEDs têm burden pequeno)
- ✓ TPs: não são duplicados, além disso os circuitos secundários são monitorados pelas próprias IEDs
- ✓ C.C. e S.A. podem ser duplicados (avaliação de custo).
- ✓ IEDs: tipicamente duplicados, utilizando fun-

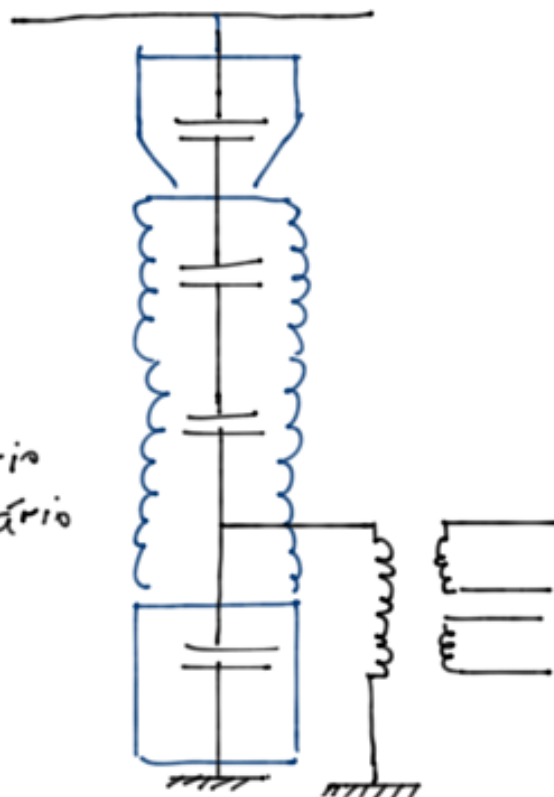
ções distintas, para evitar "falhas de modo comum";

✓ Disjuntores: nunca duplicados, pelo custo e manutenção, por isso se usa o esquema de falha de disjuntor.

ATENÇÃO: a proteção primária duplicada é obrigatória na rede básica (≥ 230 kV)

Obs:

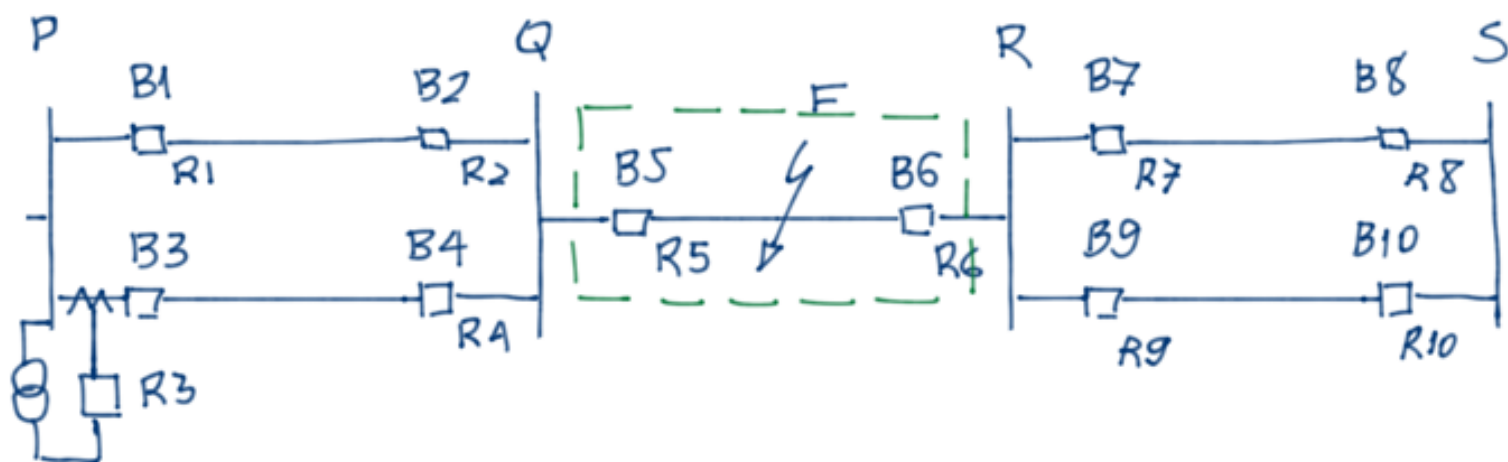
The diagram shows a vertical magnetic core with a wavy, textured surface. A central vertical line represents the magnetic path. Two rectangular blocks, representing windings, are positioned on the core. The top block is labeled 'primário' and the bottom block is labeled 'secundário'. Arrows point from the text labels to their respective blocks. A horizontal line passes through the top of the core.



c) Proteções de retaguarda remota

Nessa solução outro relé, fora da zona primária

deve atuar. Preferencialmente, a proteção de retaguarda deve estar instalada em outra subestação, o que evita falhas de modo comum, no entanto isola um trecho maior, além de atuar mais lentamente. (em virtude da isolação de um trecho maior, torna-se mais difícil prever todas as condições operativas).



✓ Proteção de retaguarda remota

- R5 e R8 devem atuar;
- Na falha de R5/B5, R1 e R3 devem atuar.
- O mesmo vale para o outro lado.
- R1, R3 e R6 são backup para falha na subestação Q

✓ Proteção de retaguarda local (primária duplicada) + 50 BF:

- Quando a falta não é eliminada no tempo esperado,* o disjuntor falhou para operar corretamente, e há uma nova tentativa de trip.
- Caso não haja sucesso, há um comando de abertura para todos os disjuntores da barra;
- A informação sobre a falha fica registrada no IED (ou registrador de eventos);
- Há um DTT (direct transfer trip) para o relé/disjuntor do outro terminal da linha.
- B5 falhou: B2/B4 recebem comando de abertura; e
B6/R6 recebem DTT.

* i.e., a corrente de falta continuou fluindo mesmo após Δt depois da abertura do disjuntor.