

Conteúdo de hoje:

1. Princípios para o sistema de proteção
 - 1.1 Velocidade de atuação
 - 1.2 Confiabilidade
 - 1.3 Seletividade
 - 1.3.1) Proteção primária e zonas de proteção
 - 1.3.2) Proteção primária duplicada
 - 1.3.3) Proteção de retaguarda local
 - 1.3.4) Proteção de retaguarda remota
- 2) Transformadores de instrumentação
 - 2.1) Transformadores de potencial
 - 2.1.1) Indutivo
 - 2.1.2) Capacitivo
 - 2.2) Transformadores de corrente
 - 2.2.1) Modelagem
 - 2.2.2) Saturação por corrente alternada
 - 2.2.3) Saturação por componente unidirecional da corrente
 - 2.2.4) Curva de $E \times i_{exc}$

ATENÇÃO! ATIVIDADE 1 NO
EDISCIPLINAS

21/09/22

1. Princípios para o sistema de proteção

O objetivo do sistema de proteção é ISOLAR O EQUIPAMENTO DEFEITUOSO, de forma RÁPIDA, CONFIÁVEL e MINIMIZANDO ao máximo a área desenergizada.

Seletividade

Seguro e Sem falhas
Security Dependability

falha de Segurança

falha de operação

Proteção de retaguarda

Redução dos danos ao eq. defeituoso
Melhoria da estabilidade do sistema
Minimização de riscos à vida humana

3.1 Velocidade de atuação

A velocidade de atuação garante redução dos danos aos equipamentos, que são produzidos pelo stress térmico ou mecânico, além de garantir a manutenção da estabilidade dinâmica do sistema (para o caso de sistemas de proteção encarregados de monitorar os equipamentos de redes interligadas)

No entanto, cabe ressaltar que os relés de proteção, que são a inteligência do sistema de proteção, não têm tempo de verificar se atuaram corretamente. NÃO EXISTE "RECHECK"

No caso do SIN, aceita-se que o equipamento defeituoso seja retirado de serviço em até 100 [ms]

1.2 Confiabilidade

É a medida do grau de certeza de que um equipamento irá funcionar como deveria. Além disso, é a medida do grau de certeza de que esse equipamento não irá funcionar como não deveria.

- Falha de operação: ocorre quando o sistema de proteção não atua quando há um curto-circuito (falta) no equipamento sob sua responsabilidade

→ dependability é o % de atuações corretas

- Falha de segurança: ocorre quando o sistema de proteção atua indevidamente, ou seja, quando não há curto-circuito (falta) no equipamento sob sua responsabilidade

→ security é o % de não atuações indevidas

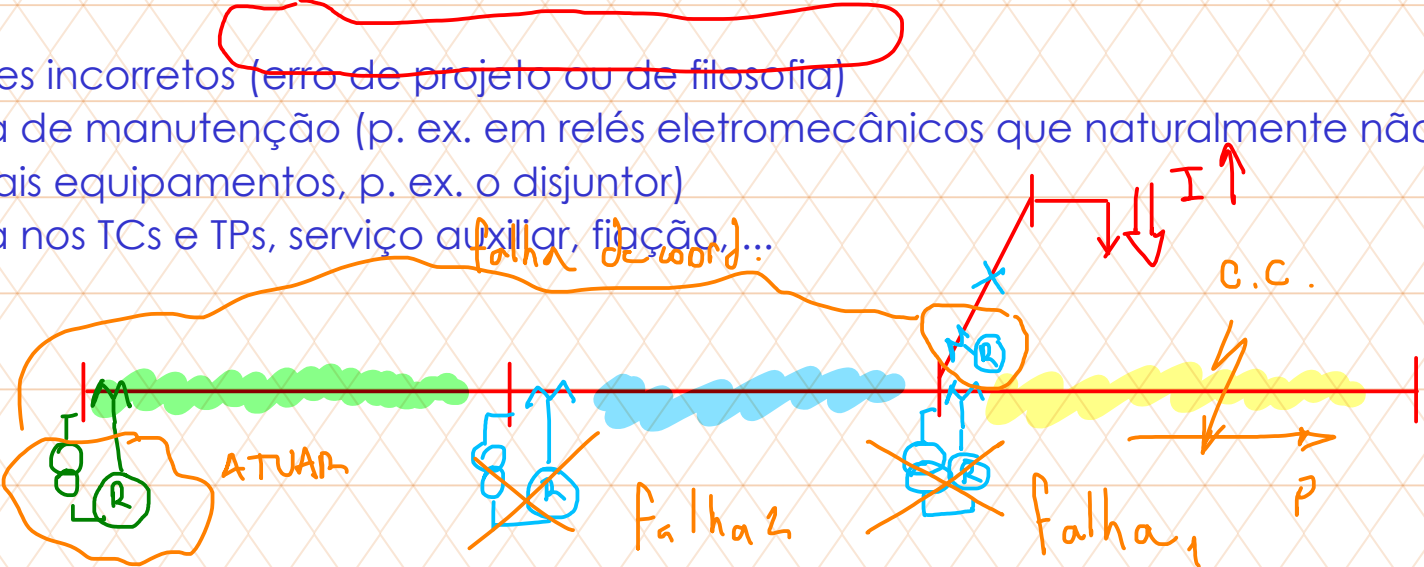
Tipicamente, em sistemas interligados, tem-se como objetivo reduzir as taxas de falha de operação, isto é, aumento da dependability em detrimento da security. Isso porque uma falha de segurança não resultará em desligamento significativo de cargas, porque o sistema é interligado.

Para sistemas radiais opta-se pelo contrário, isto é, aumento da security em detrimento da dependability porque falhas a jusante da barra de manobra (onde se encontra instalado o disjuntor ou a religadora) deligam toda a carga.

Para sistemas interligados e muito carregados, a escolha deve ser cuidadosa, porque falha de segurança pode produzir eventos catastróficos (blecautes).

ATENÇÃO: falhas nos sistemas de proteção que produzem falhas de segurança e/ou de operação são

- Ajustes incorretos (erro de projeto ou de filosofia)
- Falha de manutenção (p. ex. em relés eletromecânicos que naturalmente não possuem watchdog ou demais equipamentos, p. ex. o disjuntor)
- Falha nos TCs e TP, serviço auxiliar, fiação, ...



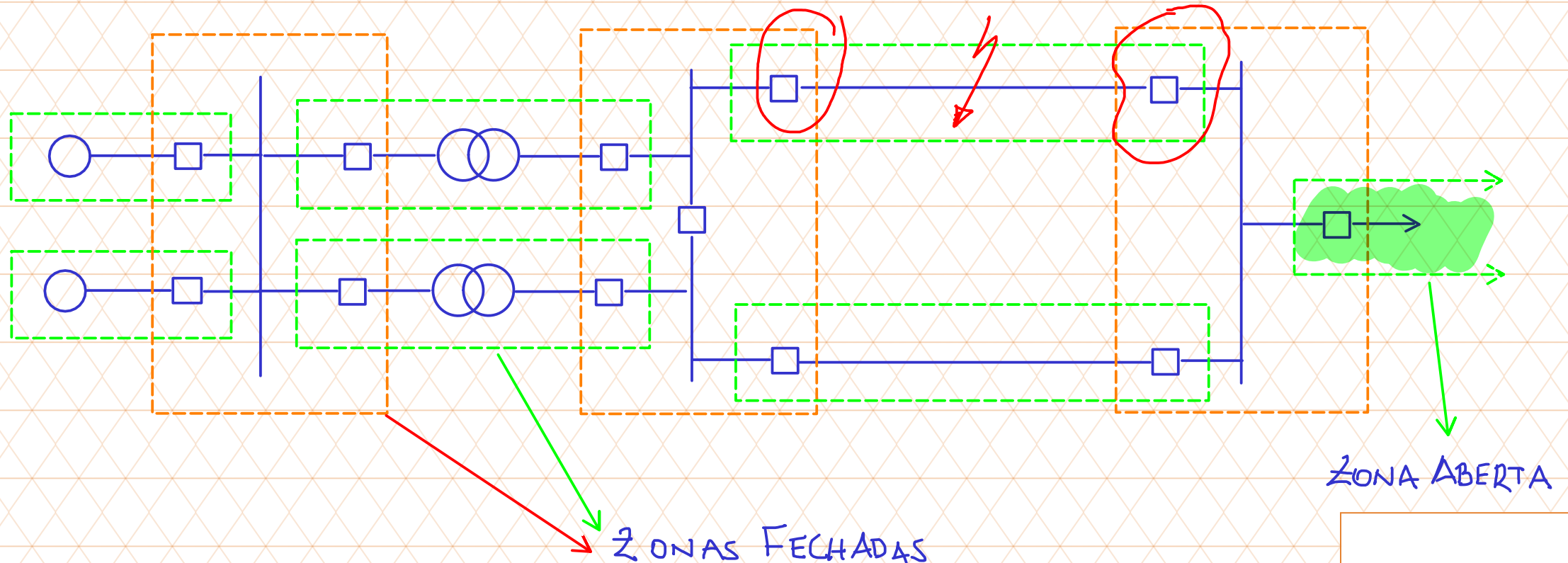
1.3 Seletividade (coordenação da proteção)

É a capacidade (habilidade) de um sistema de proteção de isolar somente o equipamento defeituoso, minimizando ao máximo a porção desenergizada do sistema. Sob o conceito de seletividade existe o conceito de proteção de reraguarda:

- Proteção primária: é aquela responsável pelo equipamento primário e deve ser totalmente seletiva
- Proteção primária duplicada: atualmente é uma exigência dos procedimentos de rede, para o SIN (>230 kV), e deveria ser constituída por equipamentos distintos da proteção primária
- Proteção de reraguarda local: normalmente desliga uma porção maior da subestação onde está conectada a proteção primária
- Proteção de reraguarda remota: opera em outras subestações

1.3.1) Proteção primária

O sistema de proteção é considerado seguro quando ele responde corretamente às faltas (curtos-circuitos) dentro da sua zona de proteção primária (que contém o equipamento protegido). Isto é, o conceito de proteção primária está associado ao conceito de SEGURANÇA.



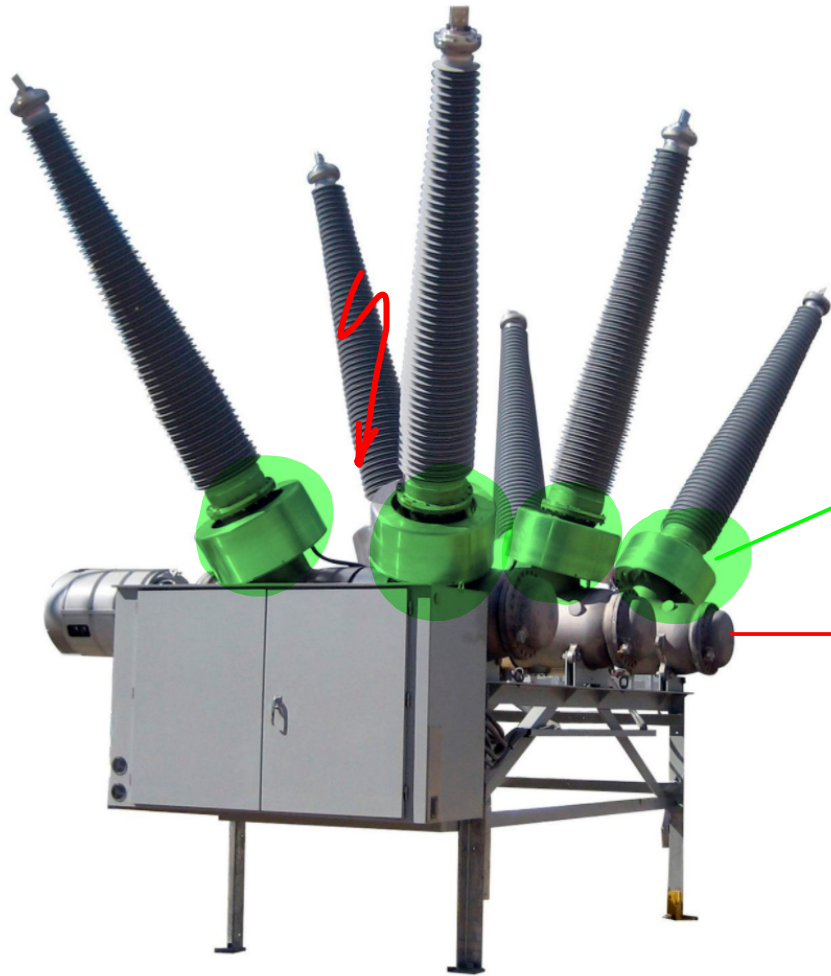
Define-se então o conceito de ZONA DE PROTEÇÃO, que consiste na zona delimitada pelos TCs e disjuntores e que contém o equipamento defeituoso (p. ex. gerador, transformador, motor, barramento, etc.)

As zonas de proteção podem ser abertas ou fechadas: a proteção unitária é aquela usada em zonas fechadas (p. ex. a função diferencial, ou a função de distância); a proteção não-unitária é aquela usada em zonas abertas (p. ex. a função de sobrecorrente)

Observações importantes:

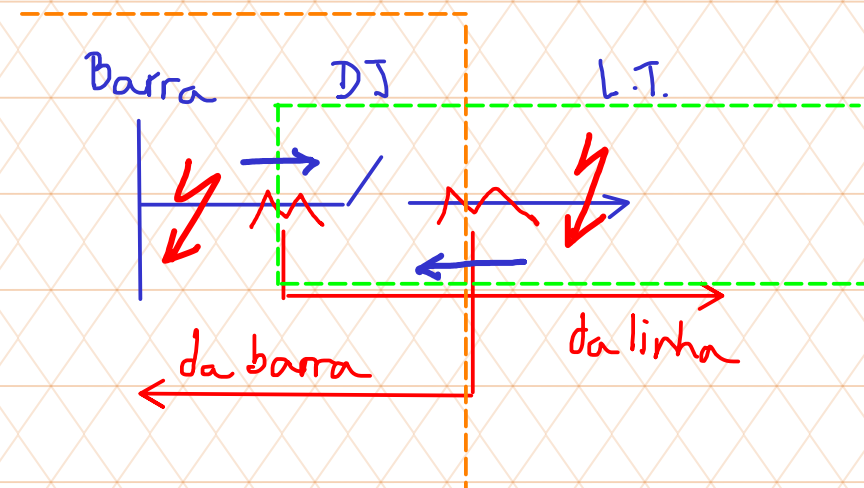
- Os disjuntores são instalados nos pontos de conexão dos equipamentos primários com a rede. Isso permite que apenas o equipamento defeituoso seja retirado de serviço, por meio da abertura do(s) disjuntor(es) no(s) seu(s) ponto(s) de conexão.
- Uma zona de proteção primária é estabelecida ao redor de cada equipamento primário da rede e uma falta dentro dessa zona deve ser eliminada pela abertura do(s) disjuntor(es) dentro da zona e só deste(s).
- Faltas em zonas sobrepostas produzem a abertura dos disjuntores de ambas as zonas.
- As zonas de proteção primária são delimitadas pela posição dos TCs.

Disjuntor do tipo "tanque morto" ou dead tank

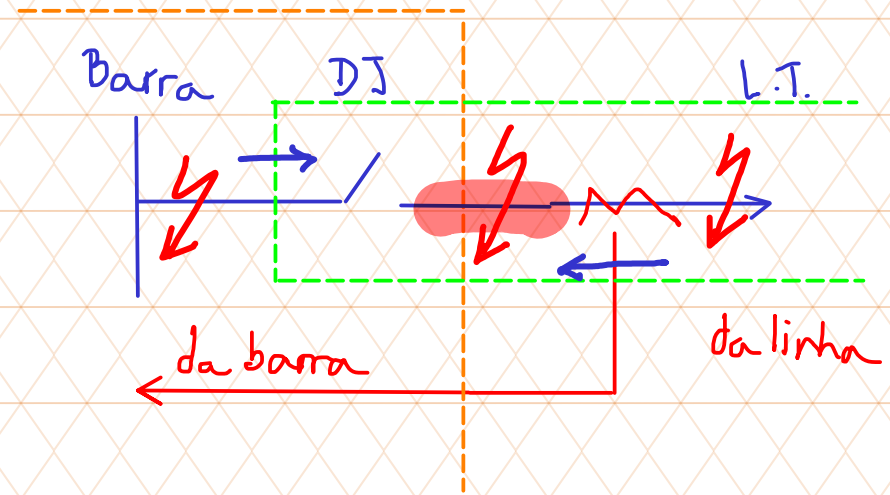
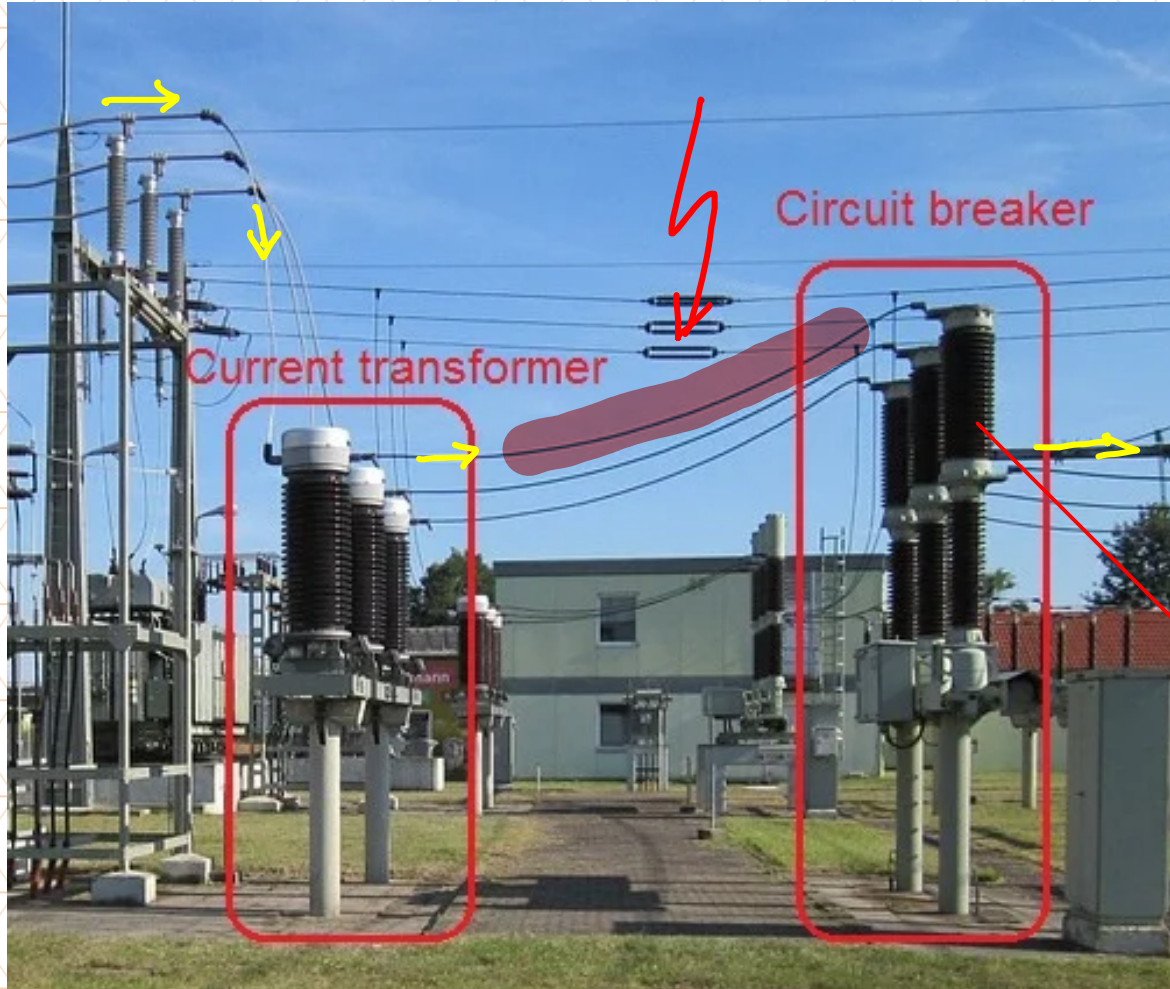


TCs de bucha

Câmara de extinção



Disjuntor do tipo "tanque vivo" ou live tank



→ Câmara de extinção

1.3.2) Proteção primária duplicada

No Brasil existe a exigência de proteção primária duplicada para a rede básica (tensões maiores ou iguais a 230 [kV]) e essa recomendação está nos Procedimentos de Rede do ONS.

Atua em paralelo com a proteção primária para evitar falhas de operação, que são menos toleradas em sistemas interligados.

Tem sido preferida em detrimento da proteção de retaguarda local e retaguarda remota, porque mantém a característica de seletividade.

Do ponto de vista dos equipamentos que compõem um sistema de proteção, tem-se:

- TCs: normalmente utiliza-se TCs com dois ou mais núcleos (cada vez menos utilizados porque os IEDs têm burden pequeno)
- TPs: normalmente não são duplicados e são monitorados pelos IEDs
- S.A. e C.C.: podem ser duplicados, porém a decisão sobre a duplicação normalmente é econômica (custo e manutenção)
- Disjuntores: nunca são duplicados pela questão do custo e também da manutenção. Sendo assim normalmente se utiliza um esquema de FALHA DE DISJUNTOR para monitorar sua saúde

- IEDs: duplicados (de fabricantes diferentes ou de famílias diferentes do mesmo fabricante, para evitar falhas de modo comum)

c) Proteção de retaguarda local

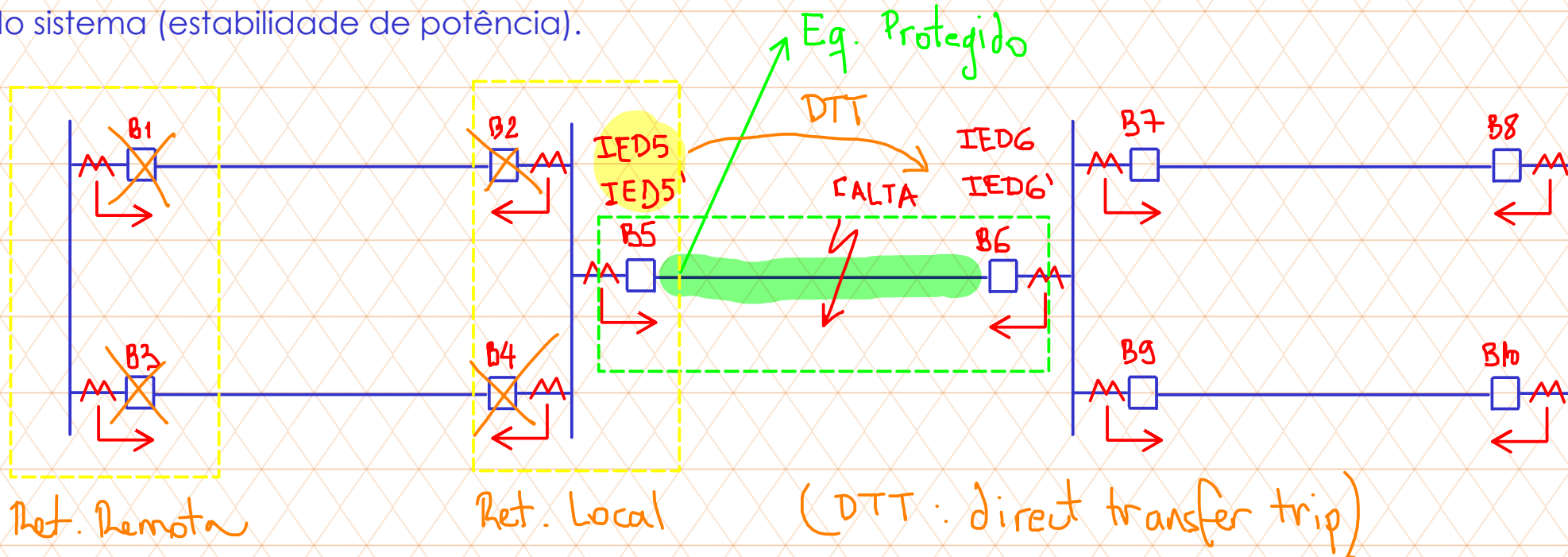
- Quando a falta não é eliminada no tempo esperado, o IED da proteção primária e o IED da proteção de retaguarda local (usualmente são o mesmo equipamento) percebem que o disjuntor falhou e enviam esse sinal de FALHA DE DISJUNTOR a outros equipamentos de proteção
- Quando isso ocorre, normalmente uma porção maior do sistema primário é desligada (outros disjuntores são comandados)
- A informação sobre essa FALHA DE DISJUNTOR deve ser comunicada ao centro de operação (normalmente de forma automática pelo sistema SCADA)

d) Proteção de retaguarda remota

Atua desligando uma porção maior do sistema, pois está instalada em outra(s) subestação(ões) e deve eliminar o equipamento defeituoso apenas após a falha da proteção primária, primária duplicada e retaguarda local, portanto atua com bastante atraso.

No entanto deve existir porque elimina completamente falhas de modo comum severas (xplosão do(s) TC(s), falha no circuito de comando do(s) disjuntor(es), fogo na subestação, etc.).

Dada a velocidade dessa proteção e o tamanho do trecho desenergizado, há um risco maior quanto à estabilidade do sistema (estabilidade de potência).



Cenário

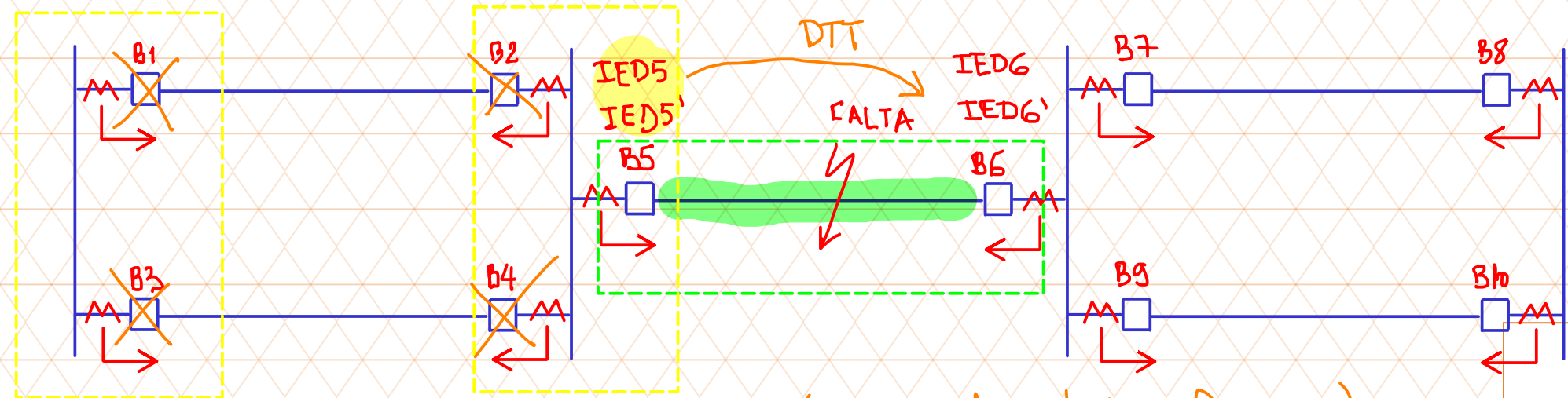
- 1) Curto-circuito na LT delimitada por B5 e B6
- 2) IED5 e IED5' atuam em B5, que falha em interromper a corrente de defeito
- 3) IED5 e IED5' (e/ou os IEDs responsáveis pela abertura de B2 e B4 comandam a abertura)
- 4) IED5 e IED5' enviam DTT para o IED6 e IED6'
- 5) Caso B2 e B4 falhem, os IEDs que comandam B1 e B3 comandam a sua abertura)

$$t_1 < t_2 < t_3$$

Onde $t_1 \rightarrow$ sem atraso intencional

$t_2 \rightarrow$ com " " " p/ coordenar w/ IED5 e IED5'

$t_3 \rightarrow$ com " " " " " 2e IED2', IED4 e IED4'



(DTT: direct transfer trip)

2) Transformadores de instrumentação

São os elementos capazes de transformar os sinais primários de tensões e correntes em valores compatíveis, além de fornecer a isolação necessária entre esses equipamentos e o serviço auxiliar da subestação. Tipicamente os valores secundários desses equipamentos são:

- 115 [V] de linha ($115/\sqrt{3}$ de fase) - saída dos TPs
- 5 [A] ou 1 [A] - saída dos TCs

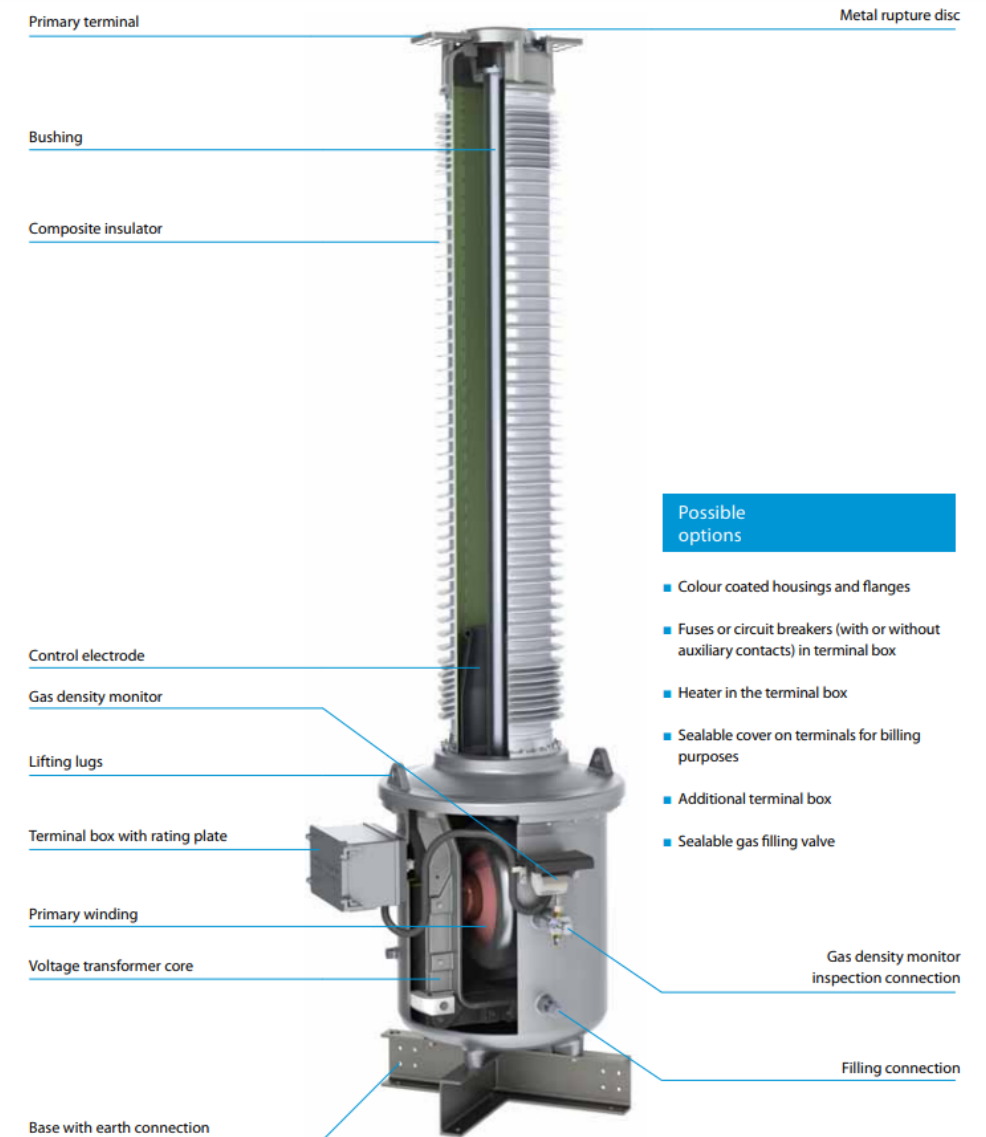
2.1) Transformadores de potencial

Existem dois tipos de transformadores de potencial: indutivo e capacitivo que escolhidos em função do nível de tensão a que eles serão aplicados (algumas normas desses equipamentos são: NBR10020; NBR6855)

2.1.1) Transformadores de potencial indutivos

É um transformador convencional, com núcleo de material ferromagnético e enrolamentos (de alta e baixa tensão), com TAP secundário. Normalmente são utilizados em níveis de tensão de até 145 [kV] (a depender do tipo de material isolante, podem ser utilizados em níveis mais altos - por exemplo, quando isolados a SF6 podem ser utilizados até 500 [kV]).

Existem dois tipos de TPs: tipo 1 para ligação entre fases e tipo 2 para ligação entre fase e terra (em sistemas solidamente aterrados).

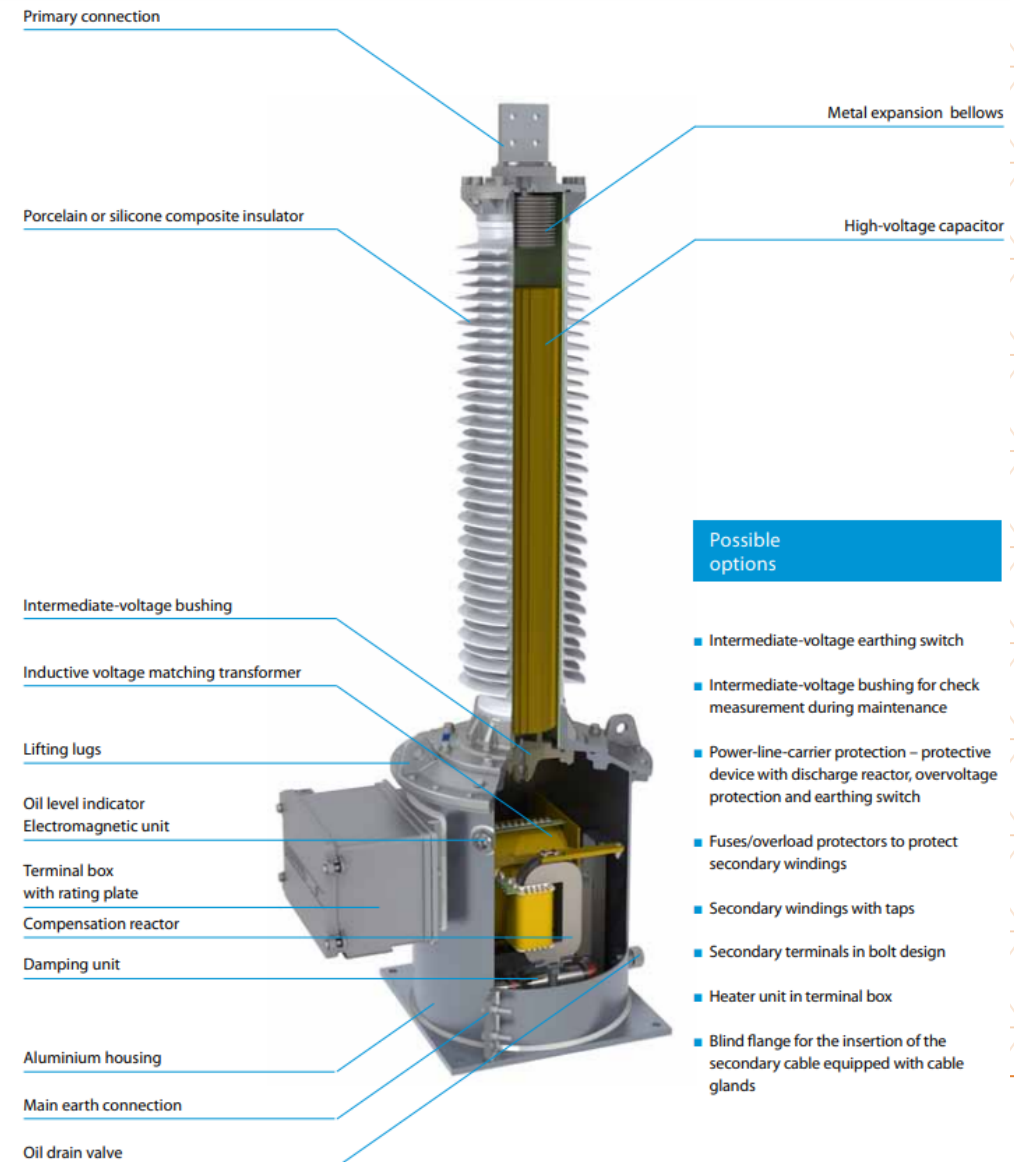


2.1.2) Transformadores de potencial capacitivos

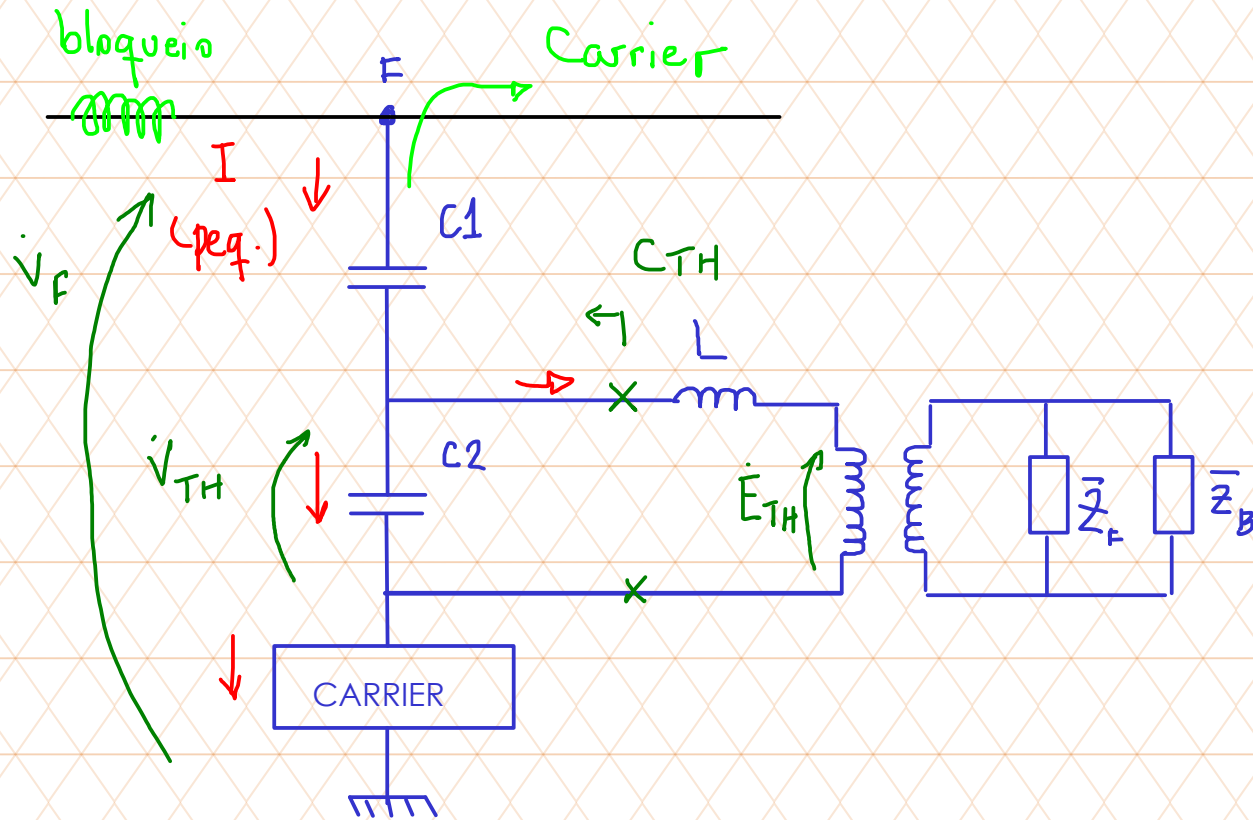
É composto por um transformador convencional, com núcleo de material ferromagnético e enrolamentos (de alta e baixa tensão), conectado a um divisor capacitivo que é conectado à rede primária. Normalmente são utilizados em níveis de tensão mais elevados porque o divisor capacitivo provê boa isolação da rede primária aos equipamentos do serviço auxiliar.

Além disso, permitem a conexão de um equipamento de comunicação (carrier) que viabiliza a troca de informações entre bays de subestações (p. ex. sinais de comando/bloqueio da proteção, ou até mesmo sinais de automação, comunicação por voz, etc.)

OPLAT - Ondas Portadoras sobre Linhas Aéreas de Transmissão



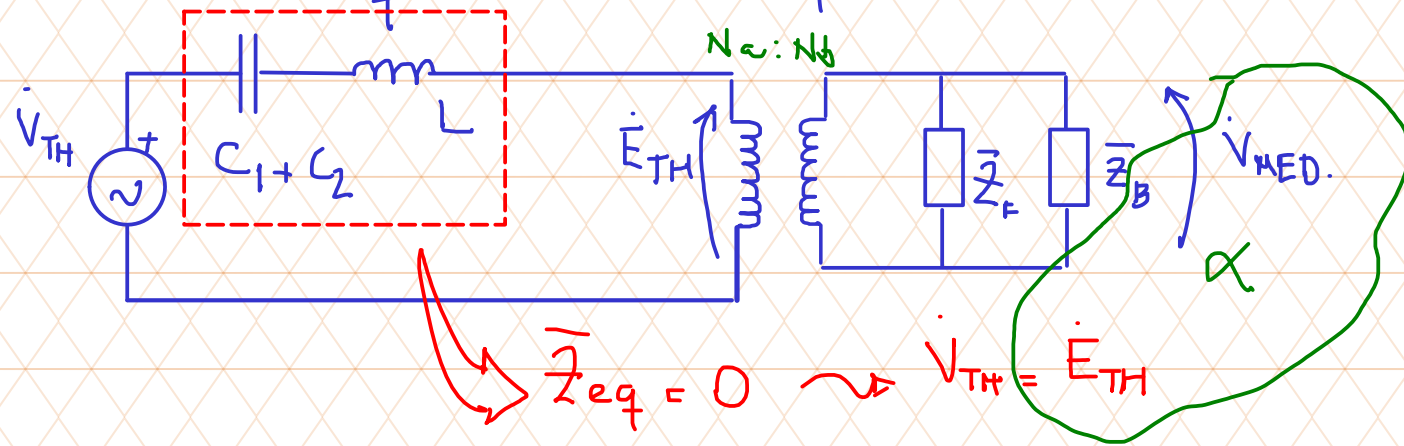
Um arranjo típico:



\bar{Z}_F : é a impedância equivalente do circuito supressor da ferro-ressonância

\bar{Z}_B : é a impedância equivalente do burden (cabos + IED)

O circuito equivalente "visto" pelos "X" verdes é:



Onde:
$$\dot{V}_{TH} = \dot{V}_F \cdot \left\{ \frac{\frac{1}{j\omega C_2}}{\frac{1}{j\omega C_1} + \frac{1}{j\omega C_2}} \right\} = \dot{V}_F \cdot \frac{C_1}{C_1 + C_2}$$

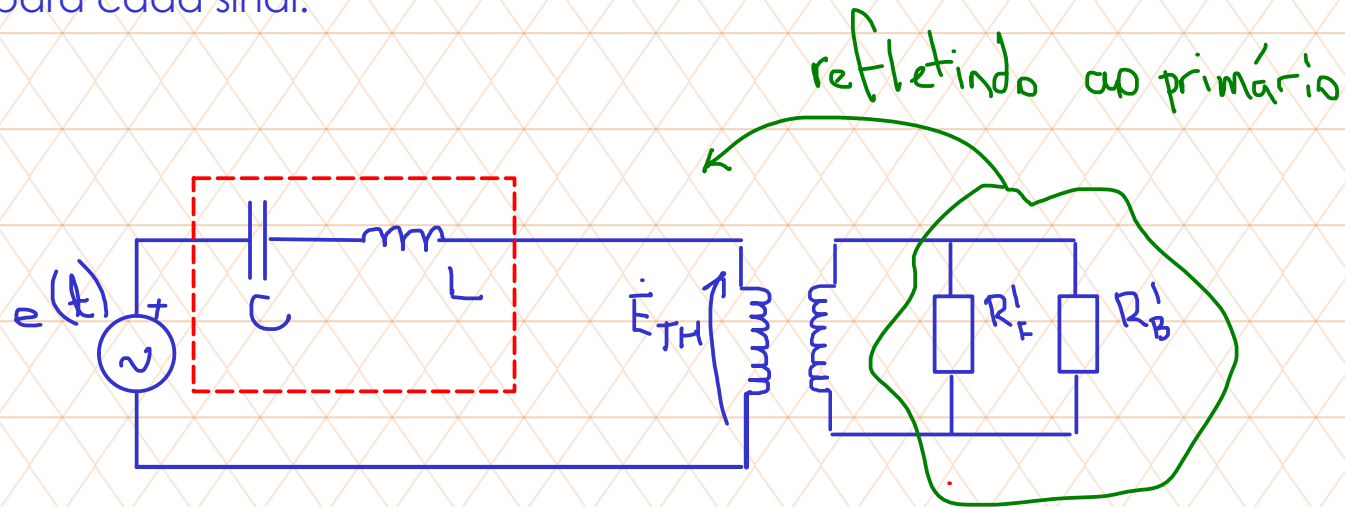
Para que $\bar{Z}_{eq} = 0 \rightsquigarrow j\omega L - j\frac{1}{\omega(C_1 + C_2)} = 0 \quad \therefore \omega L = \frac{1}{\omega(C_1 + C_2)}$

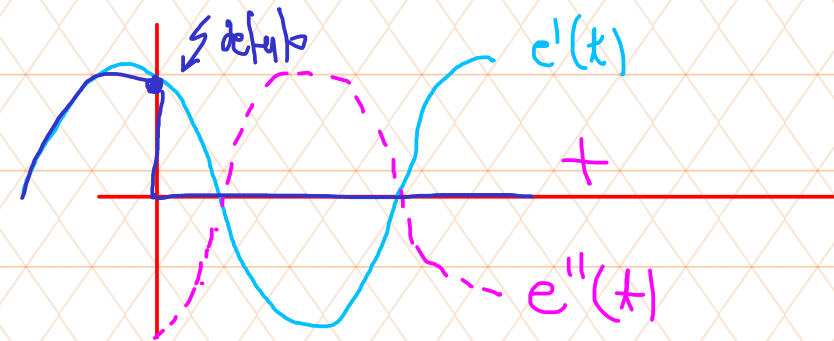
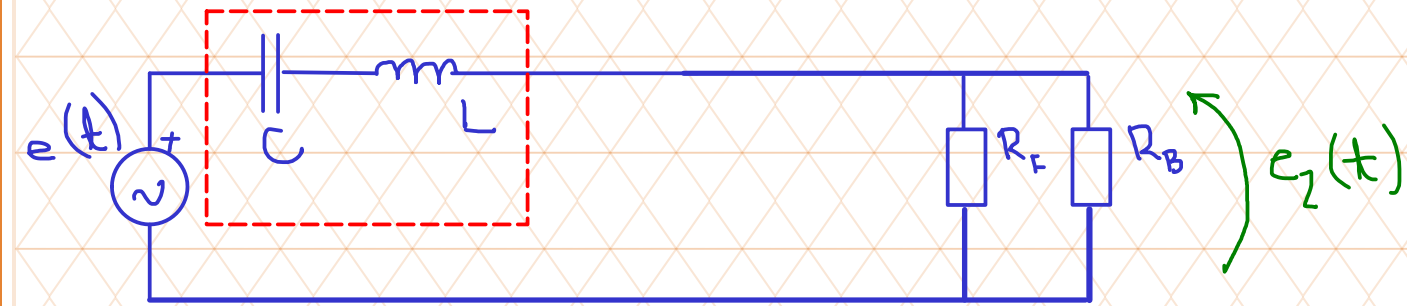
$$L = \frac{1}{\omega^2(C_1 + C_2)}$$

Em regime permanente senoidal, a resposta do TPC é precisa e o equipamento garante boa isolamento para os mais diversos níveis de tensão a um custo razoável (para tensões mais baixas o TP indutivo é competitivo, porém para tensões mais altas, que requerem TPs indutivos isolados à SF6, este último deixa de ser competitivo).

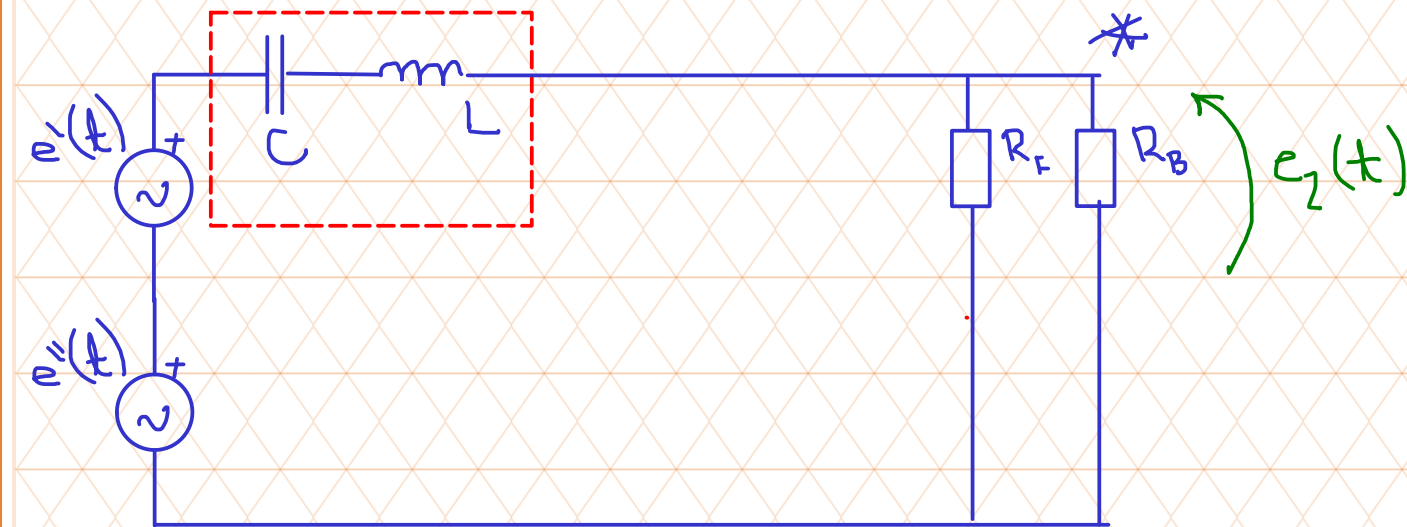
No entanto, o circuito possui resposta em frequência diferente para frequências diferentes de 60 [Hz] (resposta dinâmica dependente da frequência) o que pode prejudicar a precisão dos sinais nas situações críticas que os sistemas de proteção enfrentam (curtos-circuitos com grandes variações de tensão).

A obtenção da resposta dinâmica depende das condições iniciais do problema e é de difícil generalização e normalmente é individualizada para cada sinal.





Cenário: curto-circuito NA BARRA do TPC $\leadsto e(t) = 0$ a partir da inserção do curto
 Hipótese: TP indutivo é ideal, $\bar{Z}_F = R_F$, $\bar{Z}_B = R_B$



$$\begin{cases} e'(t) = \bar{E}_p \cos(\omega t + \theta) \\ e''(t) = -\bar{E}_p \cos(\omega t + \theta) \cdot I(t) \end{cases}$$

degrau unitário

$$e'(t) + e''(t) = 0, t > 0 = e(t)$$

Portanto: $e_2(t)$, $\forall t$ é $e_2(t) = e_2'(t) + e_2''(t)$ $t \rightarrow \infty, e_2''(t) \rightarrow 0$

$$e_2'(t) = E_p \cos(\omega t + \theta)$$

A tensão sobre $R_F // R_B = R$ é: $E''(s) \cdot \frac{R}{R + Ls + \frac{1}{sC}}$

$$\frac{R + Ls + \frac{1}{sC}}{R}$$

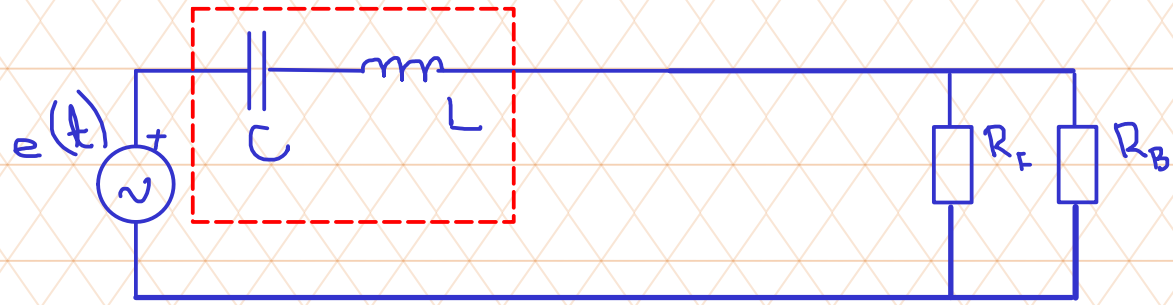
Filtragem p/a resposta dinâmica

Onde $E''(s) = \mathcal{L}\{e_2''(t)\} = -E_p \cdot \cos\theta \left\{ \frac{s - \omega \operatorname{tg}\theta}{s^2 + \omega^2} \right\}$

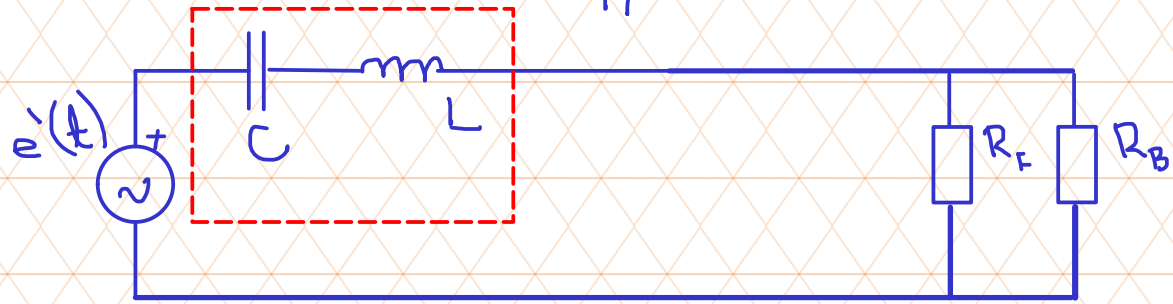
$$\therefore E_2''(s) = -E_p \cdot \cos\theta \left\{ \frac{s - \omega \operatorname{tg}\theta}{s^2 + \omega^2} \right\} \cdot \frac{R}{R + Ls + \frac{1}{sC}}$$

Então: $e_2''(t) = \mathcal{L}^{-1}\{E_2''(s)\} = +E_p \cdot \left\{ \cos(\omega t + \theta) - \left[\cos\theta \cdot \sqrt{1 + (\omega \operatorname{tg}\psi + \operatorname{cosec}\psi \operatorname{tg}\theta)^2} \right] e^{-\omega t \operatorname{cos}\psi} \cdot \operatorname{sen}(\omega t \operatorname{sen}\psi + \psi) \right\}$

Onde: $\psi = \operatorname{tg}^{-1} \left\{ \frac{-\operatorname{sen}\psi}{\operatorname{cos}\psi + \operatorname{tg}\theta} \right\}$; $\operatorname{sec}\psi = 2\omega \tau$; $\tau = \frac{L \cdot (R_F + R_B)}{R_F \cdot R_B} = \frac{L}{R}$

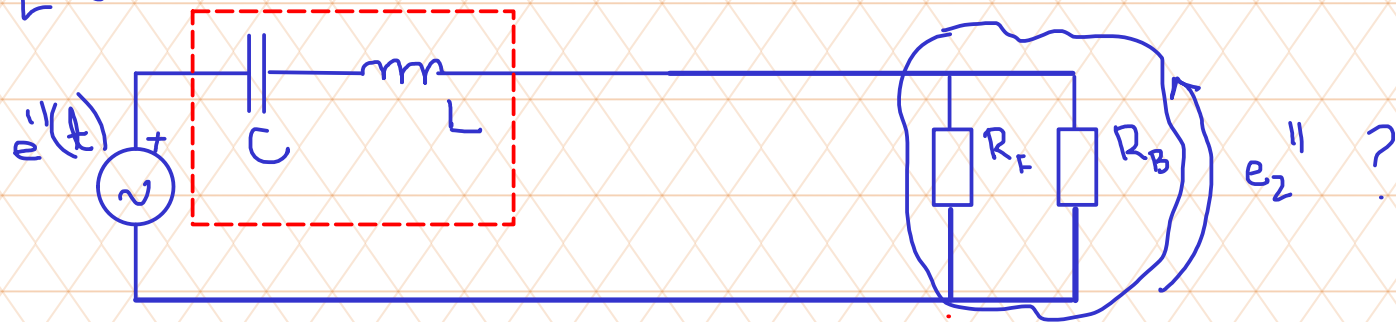


||



$$e_2' = E_p \cos(\omega t + \theta)$$

$$E_1''(s) \quad sL + \frac{1}{sC} \quad \neq$$



$$E_2''(s) = E_1''(s) \cdot \frac{R}{R + sL + \frac{1}{sC}}$$

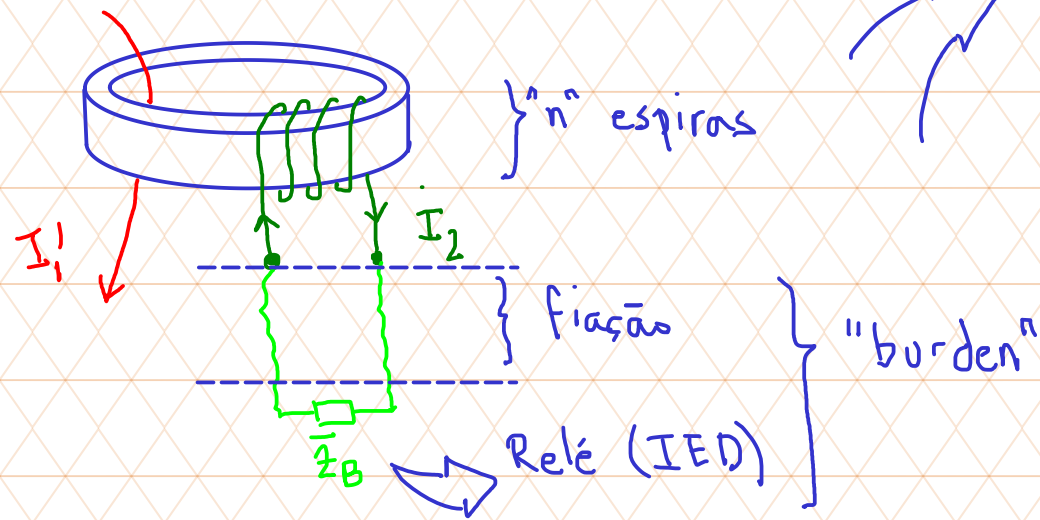
\mathcal{Z}^{-1}
 $e_2''(t)$

$$\text{Então } e_2(t) = e_2'(t) + e_2''(t)$$

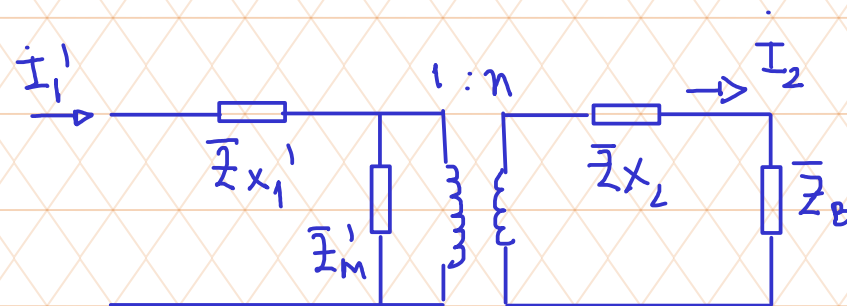
$$e_2(t) = \cos \theta \cdot \sqrt{1 + (\cot \varphi + \cos \varphi + \gamma \theta)^2} \cdot e^{-\omega t \cos \varphi} \cdot \text{sen}(\omega t \text{sen} \varphi + \psi)$$

2.2. Transformador de corrente

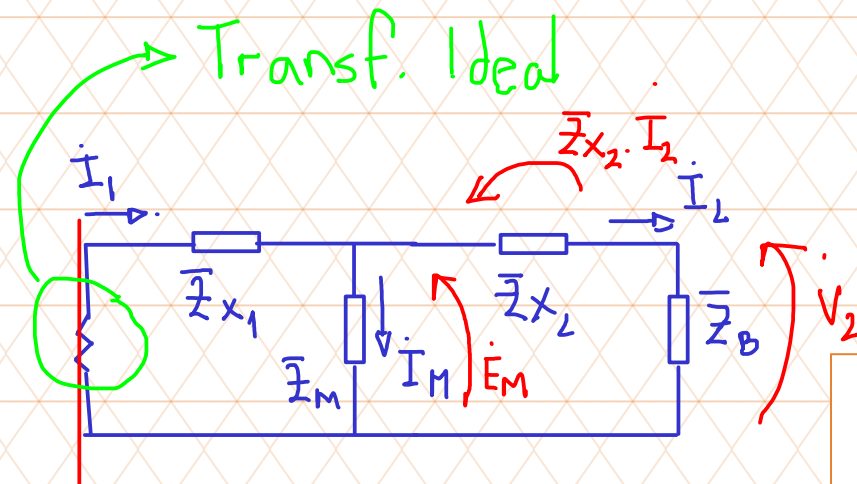
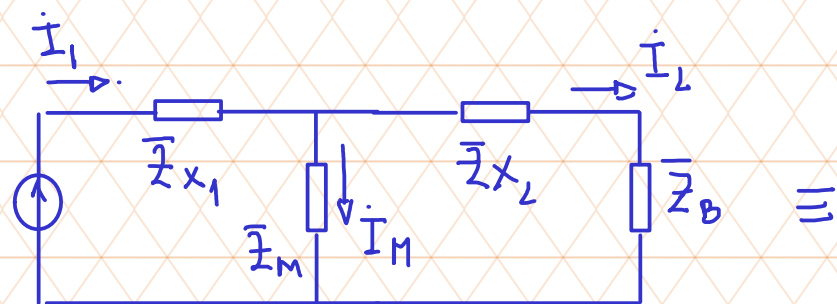
2.2.1 Modelagem



o circuito equivalente fica:



Refletindo esse circuito para o secundário



Onde $\hat{I}_1 = \frac{I_1'}{n}$ e $\bar{Z}_M = n^2 \cdot \bar{Z}_M'$

I_1' e I_2' \rightsquigarrow São as correntes no primário e secundário do TC

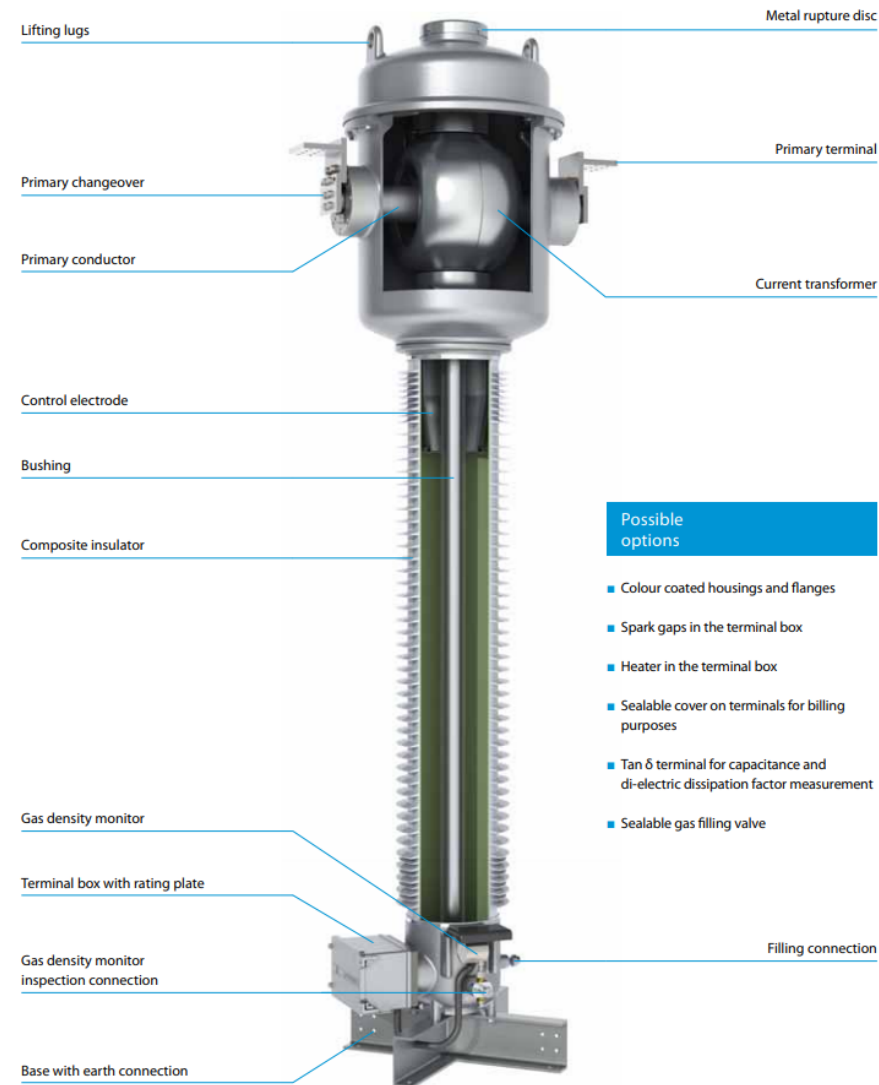
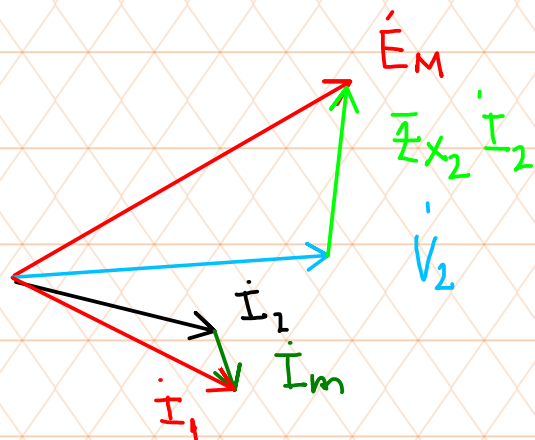
\bar{Z}_B \rightsquigarrow Imp. de cabos + relé

Esse TC é isolado a SF6 e os dados estão no endereço:

https://www.pfiffner-group.com/fileadmin/user_upload/PFIFFNER/Products/OIL_AIS/JGF_245-550/Documents/JGF_prospect_EN.pdf

Obs.: tipicamente o burden é especificado em [ohms] ou [VA] para a corrente nominal do secundário do TC (p. ex. Z_b ou $25 \times Z_b$ para a corrente de 5[A] no secundário)

O diagrama de fasores fica



Dado que:

$$1) \dot{E}_m = \dot{V}_2 + \dot{I}_2 \bar{Z}_x$$

$$2) \dot{I}_m = \frac{\dot{E}_m}{\bar{Z}_m}$$

$$3) \dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}_m$$

A partir do diagrama fasorial (dado pelas três equações) pode-se definir o erro de transformação de corrente:

$$\checkmark \quad \varepsilon = \frac{\dot{I}_1 - \dot{I}_2}{\dot{I}_1} = \frac{\dot{I}_m}{\dot{I}_1}$$

Nesse contexto, quanto menor for a impedância do burden, menor a fem induzida no TC. Isso reduz a corrente de magnetização e, conseqüentemente o erro de transformação de corrente. Isso significa que o ideal é que o TC funcione com um curto-circuito nos seus terminais.

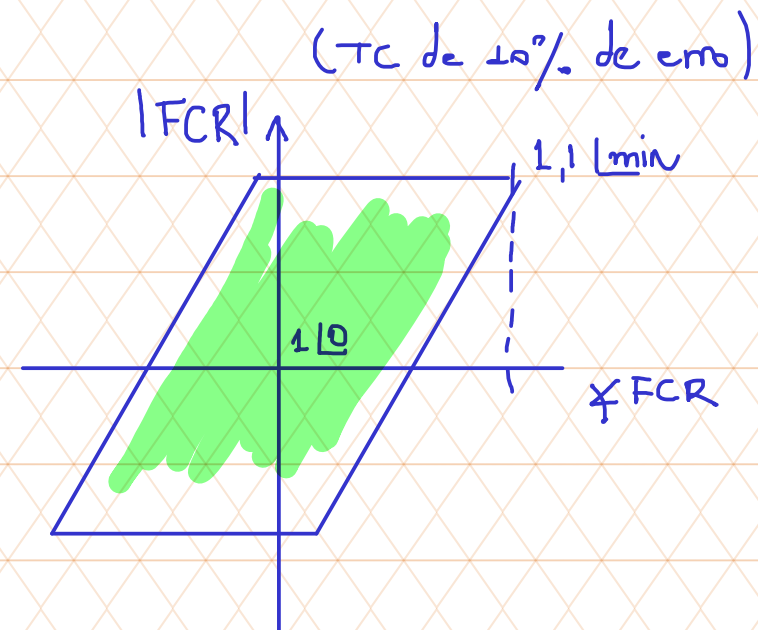
Atenção: um erro de transformação de corrente de 5% significa que a corrente de magnetização vale 5% da corrente primária. No entanto, não significa que a corrente secundária é 5% menor do que a corrente primária porque o erro é fasorial (corrente secundária e corrente de magnetização estão defasadas)

É conveniente, portanto, definir um Fator de Correção da Relação (FCR) que é definido como o fator que deve multiplicar a relação nominal (n) para se obter a relação real (NBR6856 - gedweb - USP - <https://uspdigital.usp.br/wsusuario/gedweb.jsp>).

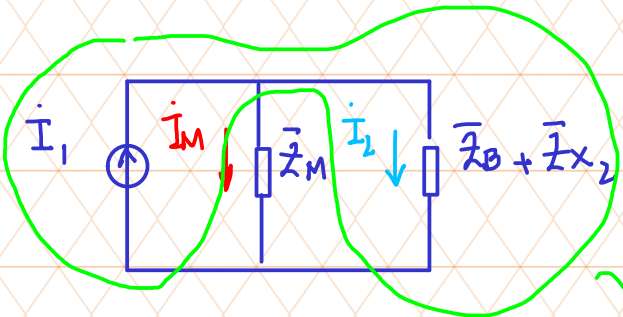
$$\varepsilon \cdot \dot{I}_1 = \dot{I}_1 - \dot{I}_2 \quad \rightsquigarrow \quad \dot{I}_2 = \dot{I}_1 (1 - \varepsilon)$$

$$\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_2} = \frac{1}{1 - \varepsilon}, \quad \text{mas: } \dot{I}_1' = n \cdot \dot{I}_1$$

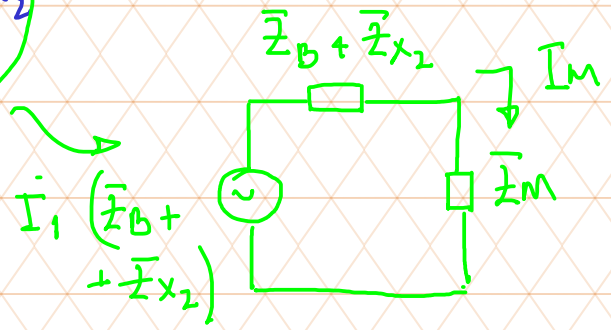
$$\text{Logo: } \frac{\dot{I}_1' / n}{\dot{I}_2} = \frac{1}{1 - \varepsilon} \quad \therefore \quad \frac{\dot{I}_1'}{\dot{I}_2} = \underbrace{\frac{1}{1 - \varepsilon}}_{FCR} \cdot n$$



Exemplo: considere um TC com as seguintes características: 500/5, $Z_{x2} = (0.01 + i0.1)$ [ohms], $Z_b = 2$ [ohms] (resistivo) e $Z_m = (4 + j15)$ [ohms] (constante), é possível determinar o erro de transformação de corrente e o FCR. O que acontece se o burden for 1 [ohm] ou se for $j2$ [ohm]?



$$\epsilon = FCR$$



$$\epsilon = \frac{I_M}{I_1}$$

$$\epsilon = \frac{Z_B + Z_{X2}}{Z_B + Z_{X2} + Z_M} \rightsquigarrow FCR = \frac{1}{1 - \epsilon}$$

Z_B	ϵ	FCR
2	$0,124 \angle -65,5^\circ$	$1,047 \angle -6,8^\circ$
1	$0,064 \angle -65,5^\circ$	$1,025 \angle -3,42^\circ$
$j2$	$0,119 \angle 12,92^\circ$	$1,1314 \angle 1,73^\circ$

Comportamento do ramo magnetizante

A representação do ramo magnetizante por meio de uma impedância pressupõe que o circuito seja linear. No entanto há não linearidade no núcleo devido à saturação.

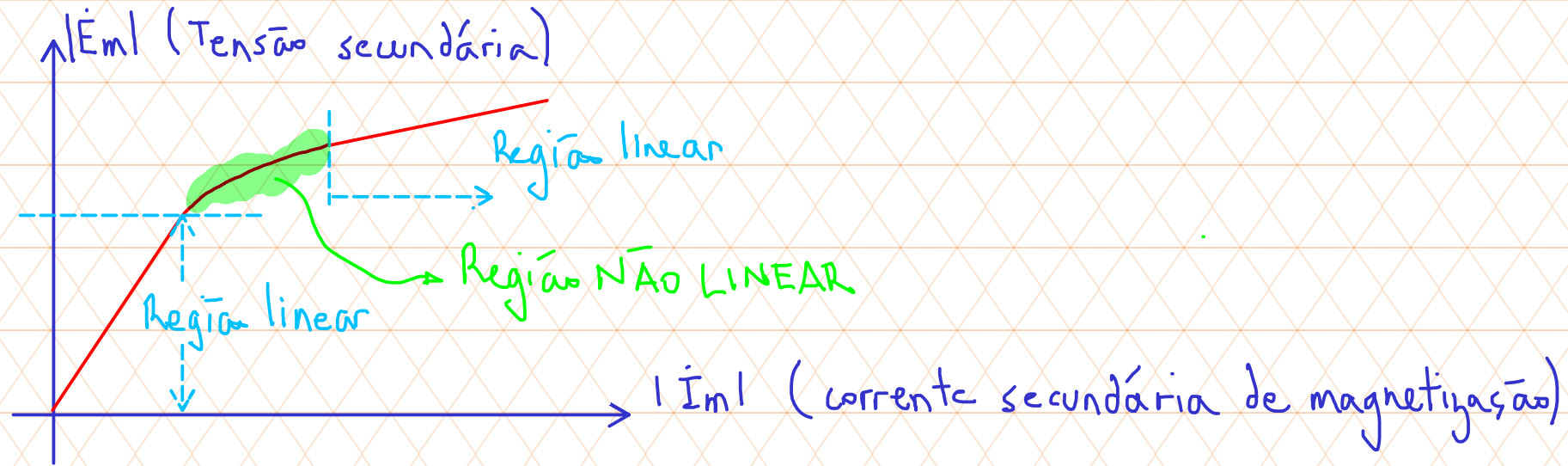
$$\bar{Z}_M = f(\dot{E}_M)$$

Nesse contexto é conveniente dividir a análise em duas:

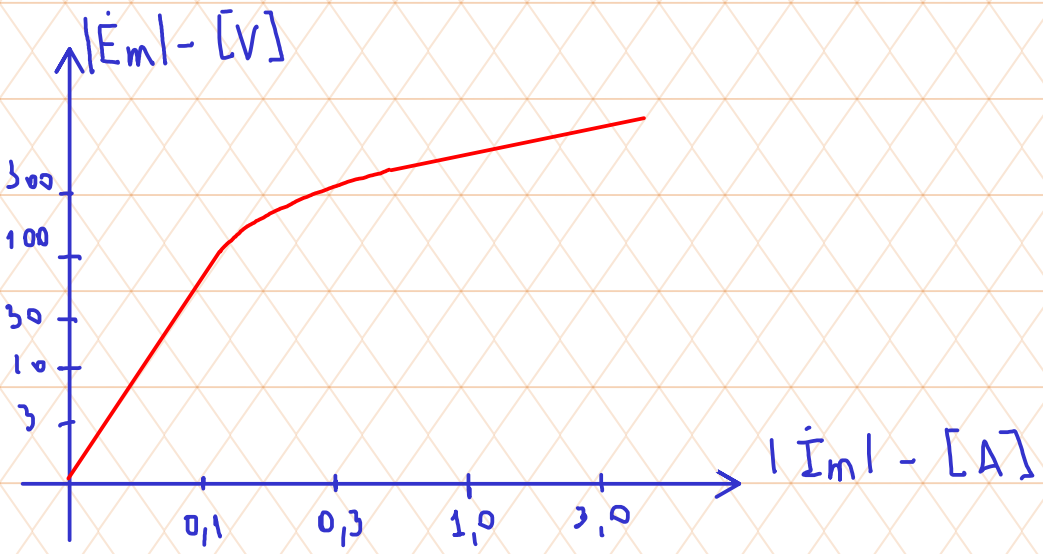
2.2.2) Erros devidos à saturação por corrente alternada

2.2.3) Erros devidos à saturação por corrente contínua \rightsquigarrow componente unidirecional da corrente

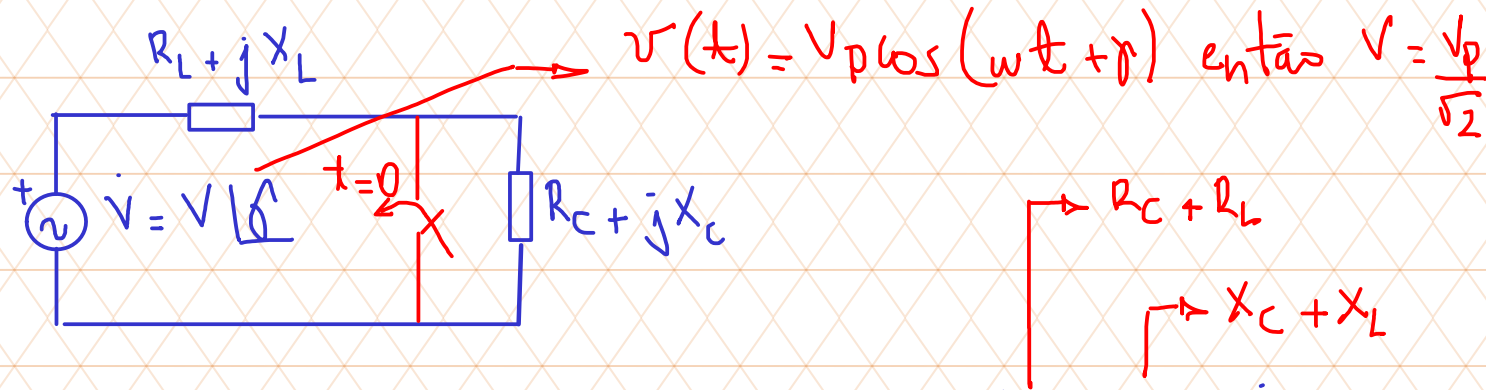
2.2.3) Saturação por corrente alternada



Exemplo: Considere o TC que possui a curva de saturação dada pela figura, sendo utilizado o tap 600:5, $Z_b (9 + j12)$ [ohms], $Z_{x2} \sim 0$, $Z_{x1} \sim 0$, a fase de Z_m é 60 graus. Qual a corrente secundária para um corrente primária de 5 [kA]?



2.2.3 Saturação por corrente contínua



Antes do fechamento da chave: $\bar{v} = (R + jX) \cdot \bar{i}$

Logo: $\bar{I} = \frac{\bar{V}}{R + jX} \rightsquigarrow I(s)$

No domínio do tempo: $\mathcal{L}^{-1}\{I(s)\} = \bar{i}(t) = \frac{R}{R^2 + \omega^2 L^2} \cdot V_p \cos(\omega t + \phi) + \frac{\omega L}{R^2 + \omega^2 L^2} \cdot V_p \cos(\omega t + \phi - 90^\circ)$

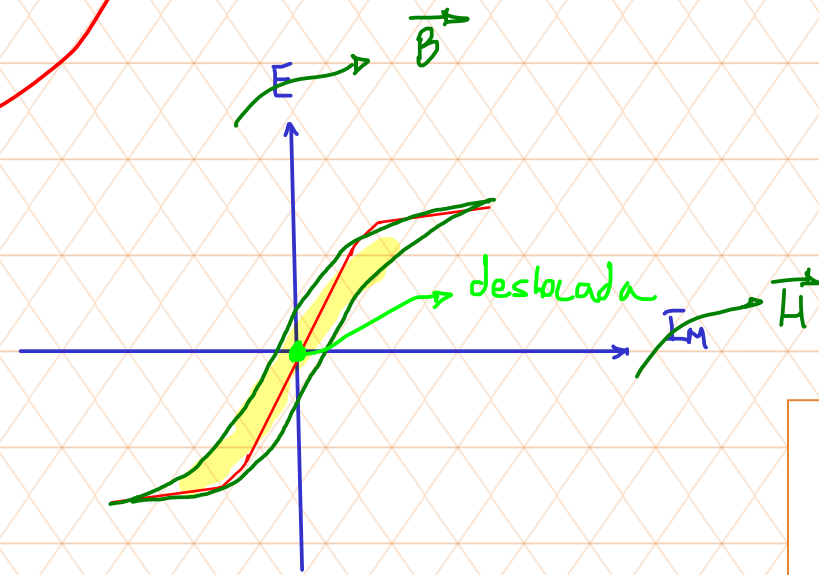
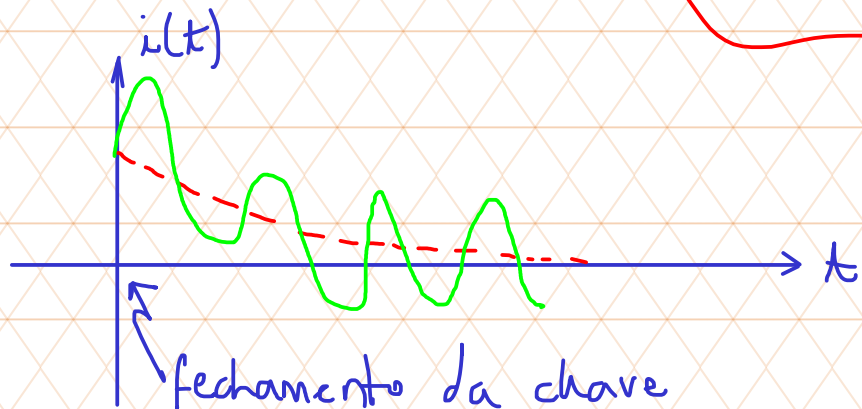
Atenção: essa corrente vale de $-\infty < t < 0$, em $t = 0$ há o fechamento da chave

O transitório de fechamento da chave é: $v(t) = R_L \cdot i(t) + L_L \frac{di(t)}{dt}$

No domínio da frequência ($Z\{ \}$): $V(s) = R_L \cdot I(s) + L_L \cdot I(s) \cdot s - L_L \cdot i(t=0^-)$

Portanto: $(R_L + sL_L) \cdot I(s) = V(s) + L_L \cdot i(t=0^-)$

$$I(s) = \frac{V(s) + L_L \cdot i(t=0^-)}{R_L + s \cdot L_L} \xrightarrow{\mathcal{Z}^{-1}} i(t)$$



Uma outra forma de resolução superpõe o curto-circuito em RPS à solução natural do circuito. Obtem-se então:

$$i(t) = I_p \cos(\omega t + \gamma - \theta) + A_0 \cdot e^{-\beta \cdot t}$$

$$\text{Onde } \beta = \frac{R_L}{L_L} \quad \text{e} \quad A_0 = -I_p \cos(\gamma - \theta) \quad \leadsto \quad i(t=0^-) = i(t=0^+)$$

E γ define em que ponto da onda de tensão ocorre o curto-circuito ("point on wave" = instante de inserção/ocorrência = inception angle)

Critérios para dimensionamento de TCs

a) Atendimento à classe de precisão padronizada: essa condição é imposta pelos fabricantes

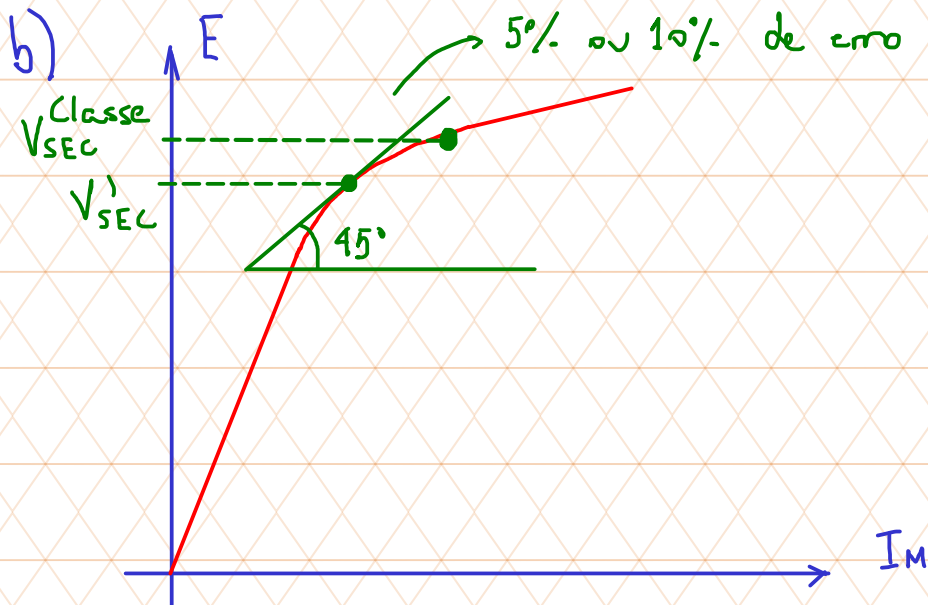
→ p.ex. 5% e 10% de erro

a.1) $\frac{I_{CC}^{MAX}}{I_{NOM}^{PRI}} \leq 100\% \rightarrow 90\%$ (p.ex. $20 I_N \rightsquigarrow \frac{I_{CC}^{MAX}}{I_{NOM}^{PRI}} \leq 18$)

→ corrente de curto-circuito em RPS

a.2) $\frac{V_{SEC}^{MAX}}{V_{CLASSE}} \leq 1 \rightarrow 0,8$ (80% da tensão p/ o TAP selecionado)

O atendimento à classe de precisão (item "a") não garante que o TC estará operando SEM SATURAÇÃO. A grosso modo, um erro de 10% em 100 [A] ($20 \cdot I_N$ para um TC com 5 [A] de corrente nominal no secundário) implica corrente de magnetização de 10 [A] e essa condição diz respeito apenas ao RPS de curto-circuito, sem a componente exponencial amortecida



Muitos projetistas consideram mais conveniente trabalhar no joelho da curva e não na tensão secundária nominal da classe (para o tap selecionado).

O joelho da curva é o ponto onde uma reta com inclinação de 45° tangencia a curva de saturação.

Isso garante uma impedância de magnetização bastante elevada e uma corrente de magnetização pequena, com erros de relação bem inferiores com relação aos 5% ou 10% da precisão original oferecida pelo fabricante

A regra empírica para evitar a saturação (por CC ou por CA) é impor uma carga secundária de 50% da carga especificada pela classe de precisão, isso corresponde a operar próximo ao joelho da curva. No entanto, esse critério pode não resolver a saturação por CC. Para essa última há dois critérios:

c) Critérios usados para mitigar saturação por CC

c.1) Trabalhar com uma tensão secundária igual à metade da tensão de joelho

c.2) Limitar a tensão secundária em:

$$V_{sec} \leq \frac{V_{SEC}^{Classe}}{1 + X/R}$$

do Eq. de Thevenin no ponto de instalação do TC.

$I_{MAX}^{CC} \cdot Z_{burden}$

para o TAP selecionado

Modelagem de TCs com saturação:

Ver o documento do endereço <https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=2492>