

SUPERCOORD v2



Software de apoio a estudos de proteção e
coordenação da rede de distribuição de energia elétrica.

Diego Fontana,
Cesar Furlanetto,
Edmilson Benedet
contato@supercoord.com.br

Revisão 1.15

Sumário

1	Introdução	4
2	SUPERCOORD v2.....	5
2.1	Ferramenta “Ajuste/Cálculo”	5
2.2	Ferramenta “Coordenograma”	7
2.3	Editor de curvas.....	9
2.4	Licenciamento	9
3	proteção de Sistemas Elétricos.....	11
3.1	Faltas em sistemas de potência	11
3.2	Método de cálculo.....	12
3.3	Relés de proteção.....	14
3.4	Curvas de proteção	15
4	Estudo de proteção	17
4.1	Principais dados.....	17
4.2	Correntes de curto circuito	18
4.3	Relação ICC3F/Z1.....	18
4.4	Transformador de Corrente - TC.....	18
4.5	Transformadores de potência	21
4.5.1	Corrente de magnetização	21
4.5.2	Ponto ANSI.....	22
4.5.3	Impedância percentual (Z%)	22
4.5.4	Impedância Z0	23
4.6	Impedância dos cabos.....	23

4.7	Elo-fusíveis.....	23
4.8	Ajustes do rele.....	24
4.8.1	Curva de proteção de fase	24
4.8.2	Curva de proteção de neutro	26
4.9	Tempo de atuação do rele	26
4.10	Resumo	26
5	Estudo de caso.....	28
5.1	Exemplo manual.....	28
5.1.1	Primeiras informações	28
5.1.2	Valores de base	29
5.1.3	Correntes de curto na barra de média tensão.....	30
5.1.4	Correntes de curto na barra de baixa tensão	31
5.1.5	Transformador A	31
5.1.6	Transformador B	32
5.1.7	Dimensionamento do TC.....	33
5.1.8	Corrente de magnetização dos transformadores	34
5.1.9	Ponto ANSI dos transformadores.....	34
5.1.10	Ajuste das curvas de proteção	35
5.1.11	Coordenograma.....	35
5.1.12	Conclusão	35
5.2	Exemplo #1 SUPERCOORD	35
5.2.1	Inserindo os dados	36
5.2.2	Gerando o relatório.....	38
5.2.3	Exemplos de dados da concessionária.....	39

5.3	Exemplo #2 SUPERCOORD (com dados duvidosos)	39
6	Referências	45
7	Sobre os autores	46

1 INTRODUÇÃO

Bem-vindo ao SUPERCOORD v2, um software desenvolvido utilizando décadas de experiência de profissionais das áreas de estudo de proteção, coordenação da rede elétrica e programação de softwares para desktop. Este software tem como função principal auxiliar profissionais da área de elétrica a realizar o estudo de proteção e coordenação da rede, permitindo executar de forma prática tarefas como:

- Calcular as correntes de curto circuito no ponto de entrega;
- Mostrar de forma gráfica e muito intuitiva diversas curvas do padrão IEC/IEEE, curvas de elo fusíveis, danos em cabo, ponto ANSI dos transformadores, etc.;
- Dimensionamento do TC da proteção;
- Valores finais para ajuste do rele/religador da proteção;

Este manual do software não se trata de um simples documento, ele apresenta diversas informações relacionadas ao estudo de proteção, como uma introdução ao cálculo das correntes de curto circuito utilizando a técnica dos componentes simétricos e o mais importante, apresenta dicas de boas práticas para garantir a utilização de valores adequados durante a parametrização de equipamentos de proteção como reles e religadores.

No primeiro capítulo serão apresentadas as funcionalidades do programa juntamente com algumas dicas de uso, nos capítulos posteriores serão apresentadas as técnicas e princípios básicos para o estudo de proteção, nos capítulos finais você irá encontrar um estudo de caso resolvido manualmente e depois o mesmo exemplo utilizando o programa para demonstrar a facilidade do uso.

2 SUPERCOORD V2

O programa SUPERCOORD é dividido basicamente em duas ferramentas, uma para os cálculos das correntes de curto circuito e ajustes do rele/religador e outra para a criação do coordenograma.

Ao abrir o programa, será exibida a tela inicial, permitindo ao usuário escolher qual ferramenta ele deseja fazer uso:



Figura 1-Tela inicial.

Cada ferramenta gera um arquivo separado, podendo ser salvo e lido a qualquer momento, as duas ferramentas não possuem ligação direta, o software não trabalha como forma de “projeto”, por isso cada ferramenta possui seu próprio tipo de arquivo.

O software foi construído para ser o mais intuitivo possível, quando você tiver dúvida sobre a função de algum item passe o mouse sobre o mesmo para que um texto descritivo seja exibido, este texto também aparece na barra inferior do programa, a barra de status.

2.1 Ferramenta “Ajuste/Cálculo”

A ferramenta de “Ajuste/Cálculo” é responsável por realizar os principais cálculos de um estudo de proteção, como por exemplo:

- Correntes de curto circuito na barra de média tensão levando em consideração a impedância do cabo de entrada;
- Corrente de curto na barra de baixa tensão, ou seja, no secundário dos transformadores;
- Dimensionar automaticamente o transformador de corrente da proteção;
- Ponto ANSI dos transformadores;
- Corrente de magnetização;
- Calcular automaticamente o ajuste das curvas de proteção do rele/religador, tanto de fase como de neutro;
- Tempo de atuação dos reles;
- Montar um relatório com o resumo das informações;
- Montar um relatório com o memorial de cálculo;

- Gerar automaticamente o coordenograma.

Em resumo esta ferramenta permite ao usuário montar um cenário que pode ser mais bem entendido utilizando imagem abaixo como ilustração:

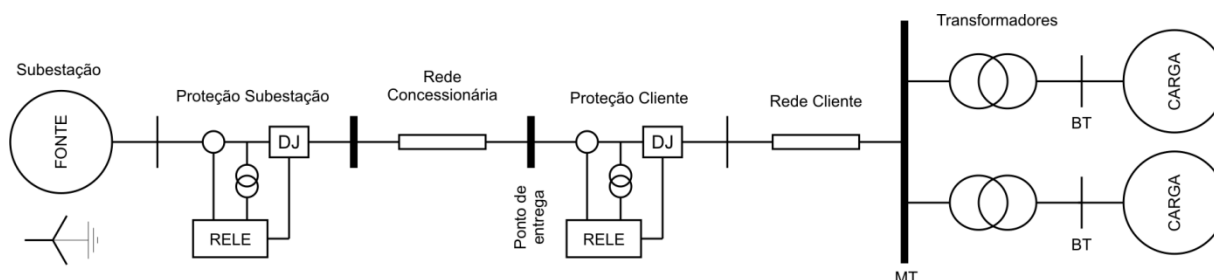


Figura 2-Exemplo genérico.

Este é o esquema básico em uma situação onde um cliente, com dois transformadores instalados, requisitaria uma conexão à rede a concessionária, mas antes disso a concessionária exige um estudo de proteção.

Fazer todos os cálculos manualmente demanda tempo, trabalho, e principalmente muita atenção, devido à quantidade de informações é muito fácil cometer um erro. Isso tudo piora ainda mais quando este serviço é realizado esporadicamente, só quem já trabalhou com isso sabe como é difícil lembrar-se de todos os detalhes após algum tempo sem tocar no assunto.

O software permite reunir todas as informações necessárias de forma organizada e metódica, facilitando todo o trabalho, além de fornecer praticamente todos os dados exigidos pela concessionária. Outro recurso importante é a criação automática do coordenograma, tarefa difícil quando não se tem uma ferramenta adequada, que por conta disso, na maioria das vezes é feito manualmente utilizando papel gráfico tipo LOG-LOG.

A tela de ajuste pode ser dividida nos itens conforme abaixo:

1. **Painel Principal:** Painel das informações de entrada, sendo dividido em quatro categorias, aqui é possível fornecer todas as informações necessárias para os cálculos;
 - a. **Dados do cliente e concessionária:** esta tabela permite a configuração de alguns dados do cliente, como tensão primária, tensão secundária, demanda contratada. Aqui também são inseridas as informações da concessionária, como impedância da rede e níveis de curto circuito;
 - b. **Dados para ajuste do rele do cliente:** alguns dados não são calculados, como tipo de curva e dial time, esta tabela permite ao usuário configurar estas informações adicionais;
 - c. **Dados para ajuste do rele da concessionária:** idem anterior, no entanto caso queria inserir as informações sobre o rele da concessionária basta marcar a opção “Incluir” e preencher as informações desejadas;
 - d. **Dados dos transformadores:** aqui é possível gerenciar os transformadores instalados, não há limite no número de transformadores, é nesta tabela que os dados de cada transformador são inseridos;

2. **Caixa de informações:** para cada item selecionado em qualquer tabela será exibido aqui uma descrição da função do item selecionado;
3. **Criar coordenograma:** montar automaticamente o coordenograma baseado nas informações fornecidas e nos resultados dos cálculos.
4. **Aplicar alterações:** aplica as alterações, refaz os cálculos e gera um novo relatório;
5. **Relatório:** Mostra os resultados dos cálculos, resumo do estudo e memorial de cálculo;

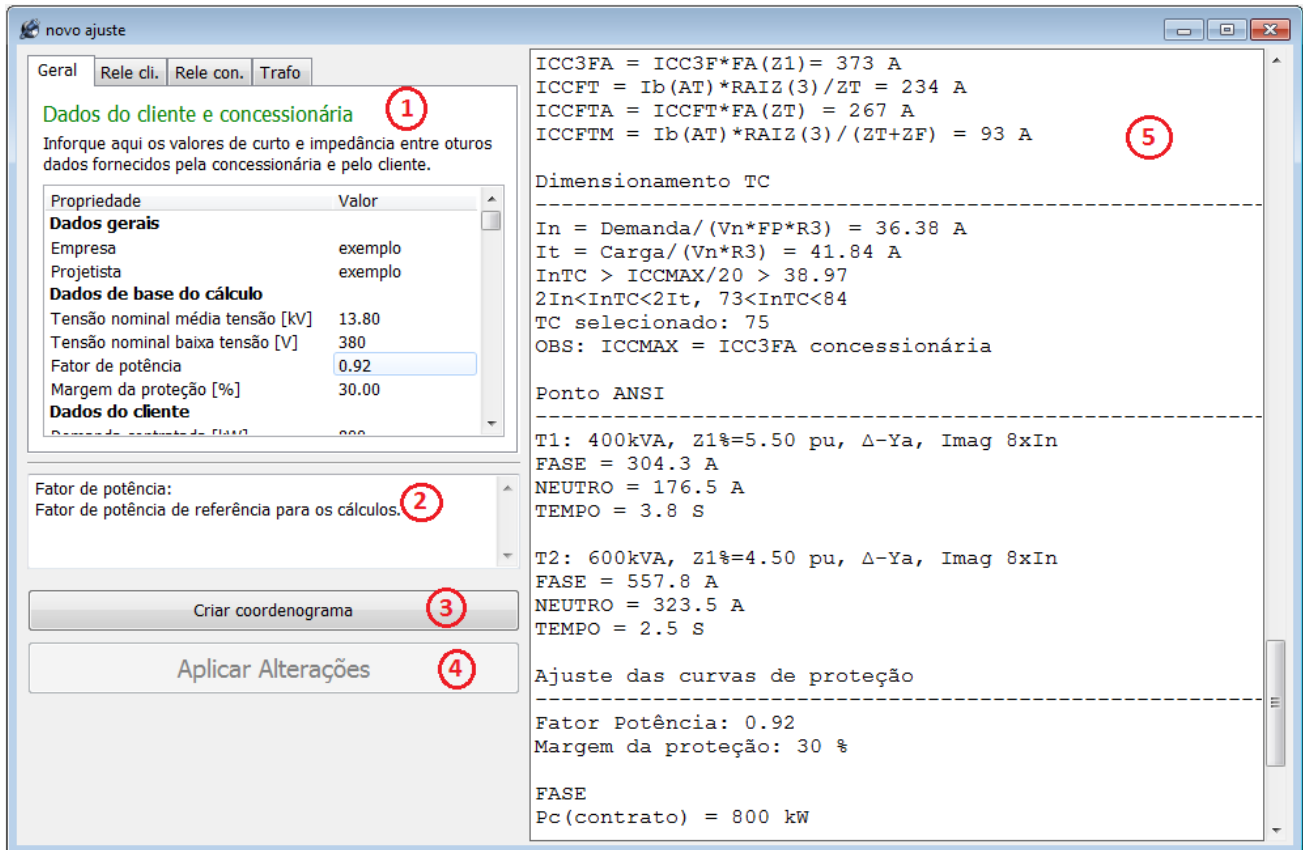


Figura 3-Tela de ajuste/cálculo.

A ferramenta vem com alguns valores padrões ao criar um novo arquivo, estes valores são os mesmos utilizados no exemplo do estudo de caso apresentando no final deste manual, vale a pena conferir o estudo de caso e comparar para ter uma ideia da facilidade gerada pelo software.

2.2 Ferramenta “Coordenograma”

A tela do coordenograma é montada inserindo-se itens chamados de “ajustes”, como curva de danos em cabos, elo fusíveis, rele/religados, etc., cada ajuste possui seus próprios parâmetros, além dos genéricos como cor, nome, cada um possui seu específico, como tipo de cabo no caso de um ajuste tipo “Curva de dano”.

A tela de coordenograma pode ser dividida nos itens conforme abaixo:

1. **Informações de entrada:** Nome da subestação, cliente, etc.;

2. **Ajustes instalados:** esta lista mostra os ajustes já instalados, para facilitar a localização dos itens, no canto direito é mostrada uma pequena caixa com a mesma cor do ajuste;
3. **Adicionar/remover ajustes:** Utilize o botão “menos” para remover o ajuste selecionado e o botão “mais” para adicionar um novo ajuste, não há limite para o número de ajustes a serem inseridos.
4. **Ordenação:** Utilize as setas para cima e para baixo para organizar a ordem dos ajustes instalados. Utilize o terceiro ícone para copiar o ajuste selecionado para outro coordenograma, basta clicar sobre ele e arrastar para a outra tela.
5. **Propriedades do ajuste selecionado:** Nesta tabela é possível configurar os parâmetros do ajuste selecionado;
6. **Caixa de informações:** para cada item selecionado em qualquer tabela será exibido aqui uma descrição da função do item selecionado;
7. **Aplicar Alterações:** Aplica as modificações feitas e redesenha o coordenograma;
8. **Cursor:** exibe o valor tempo/corrente sobre o ponto que o cursor está no coordenograma;
9. **Coordenograma:** Gráfico LOG-LOG mostrando os diversos tipos de ajustes instalados;

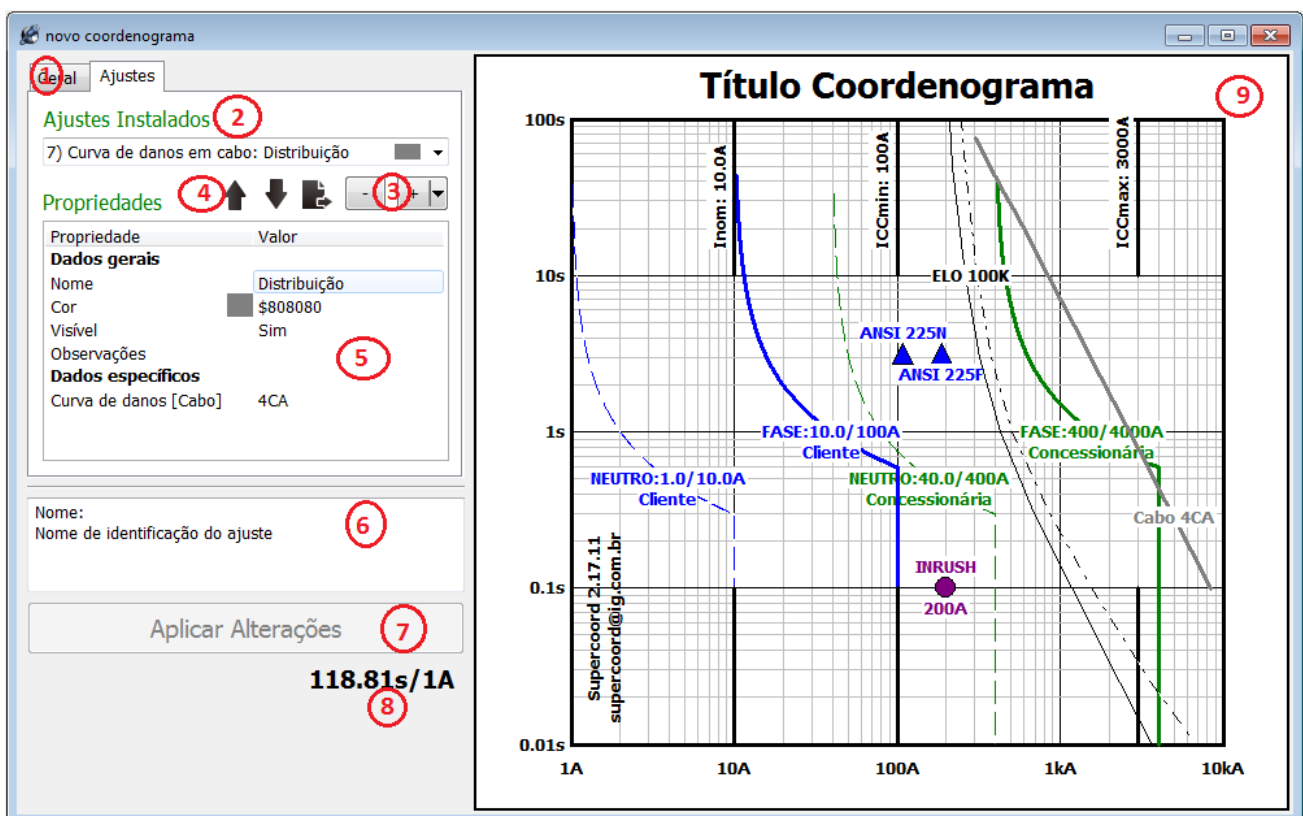


Figura 4-Coordenograma.

A ferramenta coordenograma permite adicionar vários tipos de ajustes no mesmo gráfico, dentre os ajustes temos:

- Ajuste Rele/Religador: Permite adicionar as curvas da proteção de fase a de neutro de um rele/religador, também é possível configurar a curva tipo corrente/tempo definido;
- Curva de dano em cabo: Exibe a curva de danos de um cabo específico;
- ICC min/max/nom: mostra no gráfico os valores da corrente nominal, curto circuito mínimo e máximo;
- Ponto ANSI: Ponto de tempo/corrente ANSI de um transformador;
- Corrente In Rush: Ponto da corrente de magnetização, sempre fixado em 0,1s.
- Elo fusível: Curva de um elo fusível;
- Curva de proteção: Permite adicionar curvas isoladas, pois alguns equipamentos possuem várias curvas além das incluídas no ajuste tipo rele/religador;

2.3 Editor de curvas

Prevendo a grande variedade de curvas de proteção disponíveis no mercado e pensando principalmente em curvas fora do padrão adotadas por fabricantes, seja por conta de compatibilidade com equipamentos antigos, seja por equipamentos com novas tecnologias o SUPERCOORD permite criar/editar curvas personalizadas.

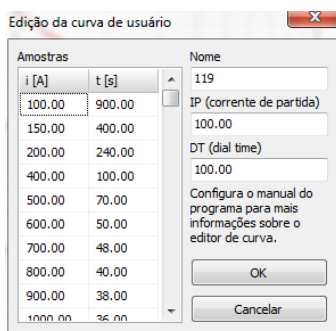


Figura 5-Editor de curva.

2.4 Licenciamento

O software possui dois sistemas de licenciamento, um sistema provisório através de um número de série e um sistema permanente utilizando uma chave de proteção USB. O sistema de licenciamento utilizando o número de série é enviado por e-mail para que o cliente possa utilizar o programa até a chegada da chave USB, este número funciona apenas no computador ao qual ele foi registrado, no entanto a chave USB pode ser utilizada em qualquer computador, basta primeiro conectar a chave ao computador, esperar o Windows reconhecer o dispositivo e em seguida abrir o programa. Durante a utilização do software com a chave USB a mesma não pode ser removida, caso isso aconteça o software irá fechar automaticamente.

Caso deseje também é possível executar o software em modo de demonstração, no entanto, alguns recursos estarão desabilitados e o software irá fechar automaticamente em 30 minutos.

Ao abrir o programa, caso você não esteja utilizando a chave de proteção USB, será exibida uma tela de licenciamento, nesta tela existe um código em verde que deve ser enviado por e-mail

para o endereço contato@supercoord.com.br para que a chave seja gerada. Esta chave dará direito a executar o software em sua versão completa, vale lembrar que esta chave funciona apenas para o computador ao qual o código foi informado, e como cada computador possui um código diferente esta chave irá funcionar apenas em um computador.

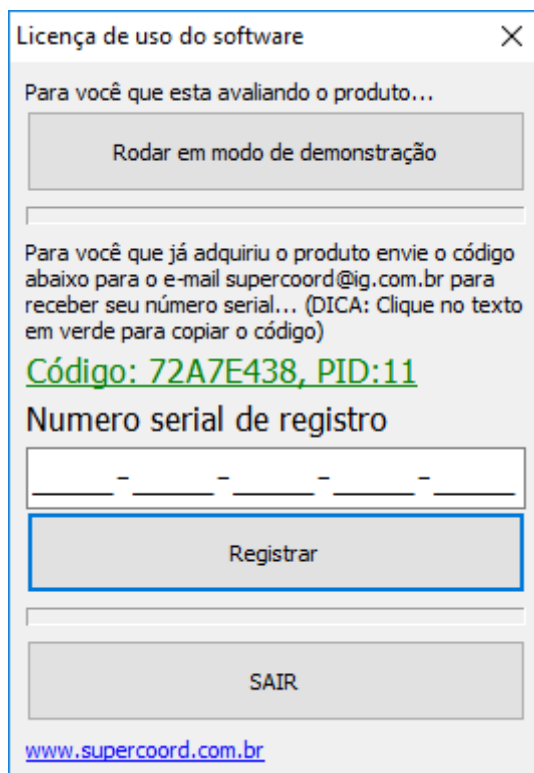


Figura 6-Tela de licenciamento.

3 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Os sistemas de proteção podem ser definidos como o conjunto de dispositivos necessários para detectar, localizar e eliminar um curto-circuito ou uma condição anormal de operação de um sistema elétrico, no menor tempo possível, diminuindo os danos causados aos equipamentos defeituosos e ao restante do circuito.

É, então, de fundamental importância calcular a corrente de curto-circuito (ou corrente de falta) para a correta especificação das proteções, pois durante o curto circuito, altas correntes são estabelecidas, com elevação de temperatura e solicitações térmicas, além de esforços mecânicos. Desse modo, os dispositivos de proteção devem ser especificados para os níveis de corrente de falta e duração correspondentes.

3.1 Falhas em sistemas de potência

Define-se como falta a ocorrência de um curto-circuito em um sistema elétrico qualquer. Quando um sistema está sobre falta, a corrente que circula é determinada pelas forças eletromotrizes internas das máquinas, por suas impedâncias, e pelas impedâncias da rede. O gerador é o principal elemento do sistema, e quando ocorre um curto-circuito na rede, a impedância vista pelo gerador cai, e então surge uma corrente de curto-circuito muito elevada. Essas correntes não são suportáveis pelos equipamentos, e assim, há necessidade de eliminá-las no menor tempo possível, através de dispositivos de proteção.

Como o gerador é o elemento ativo de suprimento da corrente de curto circuito, o comportamento dela pode ser analisado levando-se em consideração um circuito R-L série. Mas acontece que a reatância do gerador varia o que torna a análise do curto-circuito uma tarefa complexa. Assim, para facilitar a análise, supõe-se que a corrente de curto está subdividida em três períodos, como pode ser visto na figura abaixo:

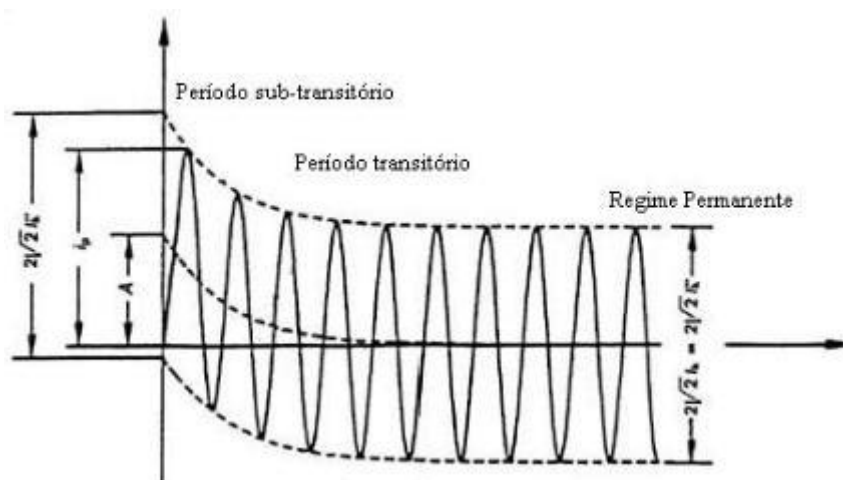


Figura 7-Subdivisão da corrente de curto-circuito.

Período sub-transitório: É o período inicial da corrente de curto, que tem um amortecimento maior, sendo que o enrolamento amortecedor, que é considerado como a

reatância sub-transitória (X), é o principal responsável pelo aparecimento desse período na corrente.

Período Transitório: É caracterizado por um decaimento mais suave e de maior duração da corrente de curto, sendo que o enrolamento do rotor, que é considerado como a reatância transitória (X), é o principal responsável pelo aparecimento desse período na corrente.

Regime Permanente: É o período de equilíbrio atingido após o transitório, caracterizado pela reatância síncrona (Xs).

As faltas em sistemas trifásicos podem ser:

- Simétricas ou balanceadas:
 - **Faltas trifásicas:** Curto entre as três fases do sistema;
- Assimétricas ou desbalanceadas:
 - **Faltas Monofásica-Terra:** Quando apenas uma das fases entra em contato com a terra, podendo ou não ter existir uma resistência (como uma árvore, por exemplo) entre o condutor e a terra;
 - **Bifásica:** Curto entre apenas duas das fases do sistema;
 - **Bifásica-Terra:** Curto entre duas fases e a terra.

Dentro os diversos tipos de curtos citados acima, alguns são mais recorrentes que outros, um estudo, como mostra a tabela abaixo, mostra a probabilidade de cada um assim como a chance do mesmo ser um curto transitório ou permanente:

Tipo	Probabilidade (%)	Permanente (%)	Transitória (%)
Trifásico	2	95	5
Bifásico	11	70	30
Fase-Terra	79	20	80
Outros	8	-	-

Tabela 1-Probabilidades dos tipos de curtos.

Como podemos ver a principal ocorrência é o curto do tipo monofásico-terra-transitório, ou seja, o curto desaparece rapidamente, fato este que promove a popularização de religadores ou sistemas que permitam um rearme automático do sistema ao invés do uso de simples disjuntores ou chaves elo fusível.

3.2 Método de cálculo

O cálculo das correntes de curto circuito é feito utilizando técnicas como o sistema “por unidade” e a teoria dos componentes simétricos. A seguir serão brevemente abordados tópicos relacionados ao processo de cálculo.

O sistema por unidade é usado para referenciar as várias bases de tensão e de potência de um sistema de média tensão a uma única base.

$$valor_{pu} = \frac{valor\ real\ grandeza}{valor\ base\ grandeza}$$

As grandezas elétricas a serem consideradas são:

- Tensão elétrica (V)
- Corrente elétrica (A)
- Potência aparente (S)
- Impedância (Z)

As principais bases a serem adotadas são a tensão de base (V_b) e potência de base (S_b), a tensão de base é escolhida em função da tensão na qual se quer trabalhar e a potência de base normalmente é de 100MVA. A partir destas duas bases adotadas podemos calcular uma corrente de base e a impedância de base:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base} \times \sqrt{3}} \qquad Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$$

Para mudarmos a base de tensão ou de potência de uma impedância deve-se usar a seguinte equação:

$$Z_{punovo} = Z_{puvelho} \times \left(\frac{V_{basevelha}}{V_{basenova}} \right)^2 \times \frac{S_{basenova}}{S_{basevelha}}$$

Os valores de impedância utilizadas no cálculo são basicamente a impedância da rede, malha de terra e dos transformadores, estes valores são classificados como:

- Z0: Impedância de sequência zero, levada em consideração apenas quando se trata de um curto circuito envolvendo a terra;
- Z1: impedância de sequência positiva;
- Z2: impedância de sequência negativa;

De acordo com o local e o tipo de curto é necessário utilizar uma combinação diferente de Z0, Z1 e Z2, por exemplo, a impedância Z0 é levada em consideração apenas nos curtos envolvendo a terra.

Tendo em mão os valores de base podemos calcular os diversos tipos de curto circuito, curto trifásico, fase-fase e fase-terra, estes valores representam a corrente no regime permanente da falta, ou seja, os valores simétricos:

$$I_{3\phi} = \frac{1}{Z_1} (pu) \qquad I_{\phi\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2Z_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{3\phi} (pu) \qquad I_{\phi T} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0} (pu)$$

Todos os valores anteriores estão em pu, para determinar o valor real da corrente basta multiplicar pelo valor base desejado, por exemplo, para determinar o valor do curto trifásico no primário basta multiplicar o valor pu pelo valor de base da corrente do primário.

Também se pode calcular o valor da corrente de curto circuito fase terra mínimo onde se leva em consideração uma resistência de falta:

$$I_{\phi Tm} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + Z_F} (pu) \rightarrow Z_F = 3 \frac{R_{falta}}{Z_{base}}$$

Os valores de curto circuito assimétricos podem ser calculados ao se multiplicar os valores simétricos pelo valor de assimetria [3], que é uma função da relação entre os valores de X e R da rede, a fórmula para determinar o valor de assimetria é a seguinte:

$$F_a = \sqrt{1 + 2e^{-2\pi\frac{R}{X}}}$$

Tendo em mãos o fator de assimetria podemos calcular os valores assimétricos do curto circuito, que representam os valores de corrente no exato momento em que ocorre a falta:

$$I_{3\phi A} = I_{3\phi} \times F_a$$

$$I_{\phi\phi A} = I_{\phi\phi} \times F_a$$

$$I_{\phi TA} = I_{\phi T} \times F_a$$

Dependendo do tipo de ligação no primário e secundário do transformador um curto circuito no secundário será refletido de diferente forma no primário, como é o caso de uma ligação D-Ya. Como podemos ver na figura abaixo o curto circuito teórico de 1pu no secundário será transferido para o primário com um fator de raiz de 3, pois o primário está em delta, logo a corrente visível na linha será de apenas 0.58pu.

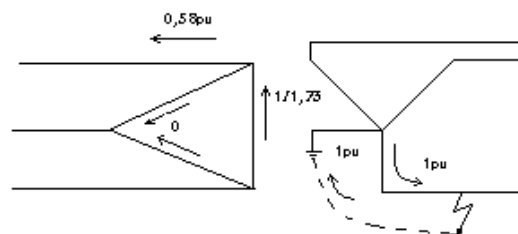


Figura 8-Curto circuito em uma ligação D-Ya.

3.3 Relés de proteção

A característica dos relés de sobre corrente é representada pelas suas curvas tempo versus corrente. Estas curvas variam em função do tipo do relé (disco de indução, estático, digital). Antigamente, na época dos relés de disco de indução, a escolha da característica do equipamento era feita no momento da compra e, assim, não era possível alterá-la. Atualmente fabricam-se praticamente somente os relés digitais e a maior parte deles permite escolher a característica tempo corrente apenas alterando-se os parâmetros no próprio relé.

Os termos característica inversa, normal inversa, muito inversa e extremamente inversa existe desde a época dos relés de disco de indução. Dessa forma, até hoje se mantém essa terminologia, sendo que as características mais utilizadas são:

- Normal Inverso (NI)

- Muito Inverso (MI ou VI = Very Inverse)
- Extremamente Inverso (EI)
- Tempo Longo Inverso (TLI ou LT I= Long Time Inverse)
- Tempo Definido (TD ou DT = Definite Time).

Nos relés digitais as características tempo versus corrente são representados por equações, e essas equações mudam de acordo com a norma.

3.4 Curvas de proteção

Visando evitar confusões na hora de escolher a melhor curva de proteção ou até mesmo entender como se comporta determinada curva, segue abaixo as definições de cada curva utilizada pelo software SUPERCOORD, sendo que:

- t = Tempo de atuação do rele em segundos;
- DT = Ajuste do multiplicador de tempo (*dial time*);
- I = relação “ I_c/I_p ”, ou seja, corrente circulante / corrente de partida;

Tabela 2-Curvas IEC 60255-3

IEC-NI (standart inverse)	IEC-MI (very inverse)	IEC-LI (long time inverse)	IEC-EI (extremely inverse)
$t = \frac{0.14}{I^{0.02} - 1} \times DT$	$t = \frac{13.5}{I^1 - 1} \times DT$	$t = \frac{120}{I^1 - 1} \times DT$	$t = \frac{80}{I^2 - 1} \times DT$

Tabela 3-Curvas IEEE C-37112

IEEE-MI (moderately inverse)	IEEE-VI (very inverse)	IEEE-EI (extremely inverse)
$t = \left(\frac{0.010}{I^{0.02} - 1} + 0.023 \right) \times DT$	$t = \left(\frac{3.922}{I^2 - 1} + 0.098 \right) \times DT$	$t = \left(\frac{5.640}{I^2 - 1} + 0.024 \right) \times DT$

Tabela 4-Curvas ANSI C37.112-1996

ANSI-MI (moderately inverse)	ANSI-VI (very inverse)	ANSI-EI (extremely inverse)
$t = \left(\frac{0.0515}{I^{0.02} - 1} + 0.1140 \right) \times DT$	$t = \left(\frac{19.61}{I^2 - 1} + 0.491 \right) \times DT$	$t = \left(\frac{28.2}{I^2 - 1} + 0.1217 \right) \times DT$

Também há um padrão mais antigo para curvas ANSI, chamado de “ANSI C37.90”, a mesma é definida como:

$$t = \left(A + \frac{B}{I - C} + \frac{D}{(I - C)^2} + \frac{E}{(I - C)^3} \right) \times DT$$

Tabela 5-Curvas ANSI C37.90

	A	B	C	D	E
ANSI90-EI	0.0399	0.2294	0.5000	3.0094	0.7222
ANSI90-VI	0.0615	0.7989	0.3400	-0.2840	4.0505
ANSI90-NI	0.0274	2.2614	0.3000	-4.1899	9.1272
ANSI90-MI	0.1735	0.6791	0.8000	-0.0800	0.1271

Também é comum ser utilizado uma curva chamada “curva RI” que é semelhante a um ajuste tipo “tempo e corrente definido”, sua fórmula é a seguinte:

$$t = \frac{1}{0.339 - \frac{0.236}{I}} \times DT$$

4 ESTUDO DE PROTEÇÃO

É muito importante ao fazer um estudo de proteção conhecer alguns pontos importantes relacionados aos ajustes dos equipamentos de proteção, aqui iremos abordar mais especificamente ajustes do relê secundário de disjuntores de média tensão (15/25kv), mas a ideia pode ser aplicada a outros equipamentos como religadores por exemplo.

Religadores possuem seus próprios TC's e TP's, no entanto reles de proteção de disjuntores precisam destes elementos externamente, por isso também será discutido os principais passos para determinar as características do TC de proteção a ser adotado.

O objetivo principal de um estudo de proteção é ao final do estudo fornecer os ajustes e curvas de fase e de neutro do cliente, assim como as características dos TC's e TP's. Apresentar também o coordenograma no formato log-log com as curvas ajustadas da concessionária e do disjuntor, o ponto ANSI e a corrente de magnetização do transformador.

As informações dadas a seguir são de modo geral um resumo do que é utilizado pela maioria das concessionárias, algumas variações podem existir de acordo com cada região do país. No estudo de caso apresentado posteriormente serão encontradas mais informações, onde cada etapa do estudo é comentada, não deixe ler, contém informações valiosas.

4.1 Principais dados

Para que se realize o ajuste do relê secundário faz-se necessário o conhecimento de alguns dados do sistema elétrico da concessionária, bem como, os dados dos equipamentos que se pretende instalar no consumidor.

Os dados que a concessionária deve fornecer são os seguintes:

- Correntes de curto circuito no ponto de entrega;
- Impedâncias no ponto de entrega;
- Tensão nominal;
- Curvas da proteção a montante.

O consumidor deve fornecer:

- Demanda contratada (kW);
- Dados de placa dos transformadores:
 - Potência (kVA);
 - Impedância percentual de curto circuito (Z%);
 - Corrente de magnetização (in rush);
 - Tipo de transformador: Seco ou Óleo;
- Tipo de disjuntor e relê a ser usado;
- Cabo de entrada:
 - Comprimento;
 - Tipo/modelo para conseguir em uma tabela o valor da impedância;

4.2 Correntes de curto circuito

O primeiro passo é determinar as correntes de curto circuito do sistema, levando em consideração as impedâncias da rede da concessionária, impedância dos cabos de entrada e impedâncias dos transformadores.

Estes valores são calculados utilizando a técnica dos componentes simétricos, assunto abordado brevemente no capítulo anterior, para um conhecimento mais aprofundado recomenda-se a consulta a livros especializados.

O sistema por unidade aliado aos componentes simétricos facilita o cálculo das correntes de falta, e uma das principais vantagens é poder obter o valor de uma possível falta na baixa tensão já referida à alta tensão, ou seja, o valor direto que o equipamento de proteção irá medir.

4.3 Relação ICC3F/Z1

Alguns dos dados fornecidos pela concessionária durante o estudo de proteção são a corrente de curto circuito trifásico no ponto de entrega (ICC3F) e a impedância de rede, também referente ao ponto de entrega (Z1 e Z0).

Vale lembrar que estes dados são equivalentes, ou seja, através de um teoricamente é possível calcular o outro, pois a grosso modo $ICC3F = I_{BASE}/Z1$, por isso caso o software perceba um desvio demasiado com base nos dados fornecidos pelo usuário um alerta será exibido para indicar que um dos valores não está correto.

Para corrigir este problema você deve se certificar de que os dados foram inseridos corretamente, principalmente ter informado ao software se o valor de impedância fornecido está em OHM ou em PU. Caso o problema persista entre em contato com a concessionária e relate o problema.

4.4 Transformador de Corrente - TC

No sistema elétrico de potência encontramos basicamente dois tipos de transformadores de corrente, um utilizado para medição, possuindo um valor menor de saturação e maior precisão (na ordem de 0.3%), e outro utilizado para proteção, com um maior valor de saturação e menor precisão (na ordem de 10%).

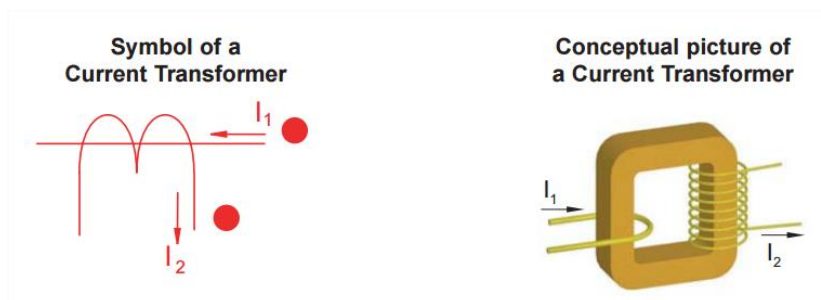


Figura 9-Representação simbólica de um TC.

Os transformadores de corrente possuem um limite de transformação do primário para o secundário, estes limites são representados através de sua curva de saturação, conforme figura abaixo, o TC de proteção possui seu valor limite padronizado em 20 vezes a corrente nominal enquanto o TC de medição em 4 vezes, a corrente no secundário quando submetido a sua corrente nominal geralmente é estabelecida em 5A.

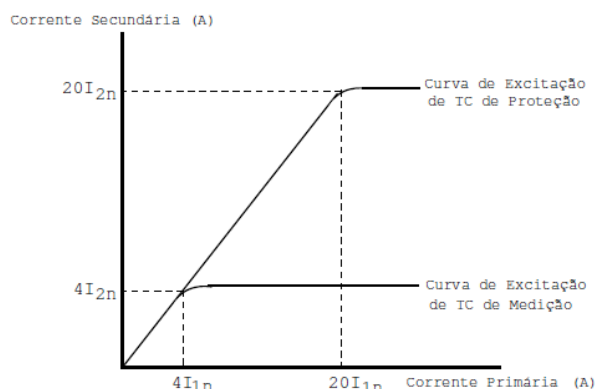


Figura 10-Curva de saturação de TC's de proteção e medição;

A seleção de um TC resume-se em determinar algumas características como precisão, carga do secundário e é claro sua relação de transformação, tudo isso deve ser descrito utilizando uma formatação segundo norma ABNT ou ANSI. O software adota a nomenclatura padrão ANSI, que possui o seguinte formato:

{Precisão}{Reatância}{Tensão}-{Relação}

- Precisão: Indica o erro máximo da medição quando submetido a 20 vezes a nominal, ou seja, quando o secundário apresentar 100A (20x5);
- Reatância: Indica se é de baixa ou alta reatância;
- Tensão no secundário: tensão máxima permitida no secundário;
- Relação: Relação de transformação;

Como exemplo temos o seguinte TC “10H200-150:5”, ou seja, 10% de precisão, alta (High) reatância, 200V de tensão máxima no secundário e relação de transformação de 150/5.

Para se dimensionar o transformador de corrente da proteção são utilizados basicamente três critérios:

- Deve suportar a corrente nominal de trabalho;
- Deve suportar a corrente máxima de curto circuito;
- Deve suportar a carga no secundário do TC;

O primeiro item basicamente prevê que o TC deve suportar o regime permanente de trabalho, suportando a corrente nominal do circuito, podendo esta ser considerada a potência total instalada ou a demanda contratada (sempre o maior valor) mais um fator de serviço.

Corrente segundo a demanda contratada

$$I_{dc} = \frac{\text{DemandaContra}}{V_n \times FP \times \sqrt{3}}$$

Corrente segundo potência instalada

$$I_{pi} = \frac{\text{PotênciaTrafos}}{V_n \times \sqrt{3}}$$

$$I_{ntc} = \max(I_{dc}, I_{pi}) \times FS$$

Este fator de serviço (FS) permite fazer um cálculo mais conservador, prevendo uma ampliação nas instalações e até possíveis modificações na rede da concessionária que acabem elevando o nível de curto no ponto de entrega a longo prazo.

O segundo item é ainda mais importante, garantir que o TC não sature durante a pior condição de falta, como essa saturação ocorre em 20 vezes a nominal podemos utilizar a seguinte fórmula para determinar a “corrente nominal do TC”:

$$I_{ntc} = \frac{ICC_{max}}{20}$$

Sempre se utiliza a maior corrente de curto circuito “na cabine de medição”, que sempre será a ICC3FA^A, não se usa a ICC3FA da conc. porque do ponto de entrega de energia (ao qual este valor em questão se refere) até a cabine de medição temos mais um trecho de cabo, que mesmo em situações onde este trecho percorre até quilômetros sua influência é quase nula, no entanto por alguma razão as concessionárias exigem esta consideração, por tanto o software também assim o faz.

O último critério serve para determinar a tensão máxima que o TC deverá suportar no secundário quando submetido a sua corrente máxima. Tendo em vista que o próprio TC possui uma impedância interna, assim como a fiação que o conecta ao rele de proteção e até mesmo o rele possui uma impedância interna, tudo isso é chamado de carga BURDEN, toda essa impedância por sua vez ao ser submetida a uma corrente irá gerar uma tensão, ao qual o TC deverá suportar.

$$V_{max} = \frac{ICC_{max}}{RTC} \times Z_{BURDEN}$$

Por exemplo, tomemos um caso onde a ICC3FA = 2600A, RTC = 150/5, Z=0.33ohm:

$$V_{max} = \frac{2600}{150/5} \times 0.33 = 28.6V$$

Nesse caso a faixa comercial que suporte 28.6V será um TC de 50V no secundário.

^A ICC3FA - Corrente de curto circuito trifásica assimétrica.

4.5 Transformadores de potência

Em um estudo de proteção são levados em consideração vários aspectos dos transformadores de potência, dentre eles temos:

- Corrente de magnetização
- Ponto ANSI
- Impedância percentual
- Impedância Z0

4.5.1 Corrente de magnetização

A corrente de magnetização do transformador, também conhecida como corrente INRUSH, é a corrente inicialmente gerada durante a energização do equipamento, em transformadores de potência este valor pode chegar a mais de dez vezes a corrente nominal nos primeiros ciclos de onda, por isso é importante leva-lo em consideração em um estudo, e assim evitar que ocorra uma atuação indevida da proteção.

Para potências de até 2MVA é comum considerar a corrente de magnetização do transformador na ordem de $8 \times I_n$ com tempo de 0.1s, e para potências maiores que 2MVA deve ser consultado com fabricante.

Para unidades com mais de um transformador deve-se considerar a corrente de magnetização do conjunto como sendo a soma da corrente de magnetização do maior transformador mais as correntes nominais dos demais. De uma forma geral podemos calcular a corrente de magnetização de um ou mais transformadores da seguinte forma:

$$I_{mag} = (k \times I_n)_{maior} + \sum I_{n(demais)} \text{ (A)}$$

Sendo que k pode ser definido como:

- Para trafos a óleo < 2MVA: k=8;
- Para trafos a óleo > 2MVA: k=10;
- Para trafos a seco: k=12;

Um detalhe que deve ser considerado é que o termo “maior trafo” na verdade se refere ao transformador cuja combinação “IN * K” apresente o maior valor, pois existem casos em que um trafo de menor potência possui uma maior corrente de magnetização comparado a outro de menor potência, por exemplo, um trafo de 750kVA com K=12 possui uma maior corrente de magnetização que um trafo de 1000kVA com k=8.

Ao ajustar a proteção é importante garantir que a curva de FASE fique acima deste ponto, evitando assim uma atuação indevida durante a energização do sistema.

4.5.2 Ponto ANSI

O ponto ANSI do transformador é o máximo valor de corrente que o mesmo pode suportar durante um período de tempo sem ser danificado. Este valor pode ser dado por uma curva ANSI ou considerado conforme tabela abaixo:

Z%	Ponto ANSI (A)	Tempo máx. duração (s)
4	25 x In	2
5	20 x In	3
6	16,6 x In	4
7	14,3 x In	5

De acordo com a IEEE C57.109-1993 o tempo ANSI pode ser dado pela equação “Tempo ANSI = 1250/(100/Z%)²”. Em geral, o ponto corrente/tempo pode ser definido como:

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \times I_n \text{ A}$$

$$T_{ANSI} = \frac{1250}{\left(\frac{100}{Z\%}\right)^2} = \frac{Z\%^2}{8} \text{ s}$$

No caso de falta fase terra para transformador Δ -Ya (primário em delta – secundário em estrela) com neutro solidamente aterrado o ponto ANSI de neutro pode ser considerado 0,58 o ponto ANSI de fase, ou seja:

$$I_{NANSI} = 0.58 \times I_{ANSI} \text{ A}$$

É importante notar que a curva de atuação da proteção deve ficar “abaixo” do ponto ANSI do menor transformador, tanto para função de proteção de fase como de neutro, desta forma garante-se que em uma falta a proteção entre em ação antes de atingir o ponto ANSI do transformador, desta forma, evitando que o mesmo seja danificado.

4.5.3 Impedância percentual (Z%)

Conhecida também como tensão nominal de curto circuito, a impedância representa numericamente a impedância do transformador em percentagem da tensão de ensaio de curto circuito, em relação à tensão nominal. Curto circuitando o secundário e aplicando uma tensão, esta produz a corrente nominal do Trafo, é também considerada como a impedância de sequência positiva Z1 do Trafo.

$$Z\% = \frac{V_{nccp}}{V_{npt}} \times 100$$

Onde “Vnccp” é a tensão nominal de curto e “Vnpt” é a tensão nominal primária do trafo, este valor deve ser dado pelo fabricante e é referenciada a potência de base do trafo, o valor da Resistência de perdas, na falta de dados, poderá ser considerado com 0,1xZ1.

4.5.4 Impedância Z0

A impedância de sequência zero do transformador, ou Z0, depende do tipo de transformador, da forma de seu núcleo magnético e da ligação das bobinas primárias e secundárias, normalmente é utilizada a tabela abaixo:

Z0 =	Z1	Y aterrado-Y aterrado
	0,85Z1	Δ - Y aterrado
	5Z1	Y aterrado – Y isolado
	∞	Δ - Δ

Em geral os valores de impedância são parecidos entre as diversas potências, marcas e modelos, como referência os transformadores WEG (Δ-Y), onde o valor de Z0% é 3.15% para potências de 75 a 150 kVA e 4,05% para 225 kVA a 500 kVA.

4.6 Impedância dos cabos

A impedância dos cabos de alta tensão que ligam o rele do cliente até o ponto de entrega de energia da concessionária pode-se considerar desprezíveis para distâncias pequenas, ou menores que 20m, porem para distâncias grandes devem ser consideradas e os valores em Ohm/Km, que são obtidos em tabelas dos fabricantes.

4.7 Elo-fusíveis

Para seleção de uma chave fusível deve-se levar em consideração as características elétricas do seu ponto de instalação, como tensão nominal, corrente nominal, nível básico de isolamento e capacidade de interrupção.

Os elos-fusíveis de proteção de transformador, devem satisfazer aos seguintes requisitos:

- Operar para curtos-circuitos no transformador ou na rede secundária;
- Suportar continuamente, sem fundir, a sobrecarga permissível ao transformador. Para transformador de distribuição, admite-se uma sobrecarga de duas vezes a sua carga nominal.
- De acordo com a curva de tempos máximos admissíveis para sobre correntes em transformador, deverá fundir num tempo inferior a 17s, com correntes de 2,5 a 3 vezes a corrente nominal do transformador;
- Não deverá fundir para a corrente transitória de energização do transformador, estimada em 8 a 12 vezes a sua corrente nominal (para transformador com potência até 2MVA). Considera -se este transitório com duração em torno de 0,1s.
- Deve coordenar com as proteções ao montante e a jusante do transformador;
- Deve coordenar com a curva térmica do transformador;

Para facilidade de aplicação, os catálogos de fabricantes fornecem tabelas com os elos-fusíveis apropriados para proteção de transformadores de distribuição, como a tabela abaixo:

Potência do Transformador (kVA)	Transformador trifásico					
	6,6 kV		13,8 kV		22 kV	
	Corrente (A)	Fusível	Corrente (A)	Fusível	Corrente (A)	Fusível
15	1,31	1H	0,63	1H	0,39	-
30	2,62	3H	1,26	2H	0,79	-
45	3,94	5H	1,88	3H	1,18	1H
75	6,56	8K	3,14	5H	1,97	2H
112,5	9,84	10K	4,71	6K	2,95	5H
150	13,12	15K	6,28	8K	3,94	5H
225	19,68	20K	9,41	10K	5,90	6K
300	26,24	30K	12,55	15K	7,87	10K

Figura 11-Tabela de fusíveis;

O software SUPERCOORD, ao gerar o relatório de cálculo, automaticamente insere um ELO fusível para cada transformador do sistema, desta forma o usuário pode ter uma ideia do valor do ELO caso deseje utilizá-lo.

4.8 Ajustes do rele

Os principais ajustes dos reles de proteção em resumo são os ajustes da curva de proteção temporizada de fase e de neutro. Na curva temporizada são necessários os parâmetros de “tipo de curva, corrente de partida, corrente de TRIP e dial time”.

A seguir serão fornecidas algumas considerações a serem adotadas durante o processo de ajustes das curvas de reles em relação a cada parâmetro, estas dicas servem como uma espécie de “lista de verificação” para determinar se a parametrização estará de acordo com o que se considera uma boa prática.

4.8.1 Curva de proteção de fase

Em geral a corrente de partida de fase é calculada da seguinte forma:

$$I_p = \frac{W}{\sqrt{3} \times FP \times V} \times K [A]$$

Onde W é geralmente a demanda contratada em kW, FP é o fator de potência de referência de 0,92, V é a tensão de linha em kV, e K é uma folga composta geralmente por 10% de margem de ultrapassagem do contrato mais 20% de tolerância da proteção.

O detalhe é que nem sempre a demanda contratada corresponde à potência instalada, isto gera uma certa confusão, pois é preciso decidir se o cálculo da proteção será feito com base no valor da potência contratada ou instalada, esta consideração é principalmente importante onde existe apenas um transformador instalado.

Vamos supor um caso onde o ajuste do rele será calculado considerando a potência **contratada**, e tendo apenas um transformador, portanto teremos duas possíveis situações:

- **Contratada > Instalada:** Neste caso a corrente de partida fica acima da corrente nominal do transformador instalado, caso haja uma sobrecarga o transformador pode queimar;
- **Contratada < Instalada:** Neste caso a corrente de partida fica abaixo da corrente nominal do transformador, logo uma sobrecarga no sistema pode gerar um evento indesejado na proteção;

O software SUPERCOORD permite selecionar entre as opções: menor potência, potência instalada e potência contratada. É recomendado selecionar o menor valor de potência dentre a contratada e a instalada, que na maioria das vezes é a melhor opção, mas cada situação entre contratada ser maior ou menor que instalada e optar pelo menor ou maior valor possui seus prós e contras, cabe ao projetista avaliar a melhor opção para seu caso.

A curva de proteção de fase deve ficar com uma margem de segurança em relação à potência instalada, geralmente em torno de 20%, esta margem evita a atuação indevida da proteção em casos de sobrecarga do sistema, atuando praticamente só em casos de curto circuito, o que é correto, pois cada transformador possui sua proteção no secundário que deve atuar quando necessário fazendo que a proteção de retaguarda atue apenas em casos excepcionais.

Os itens estão listados por ordem de importância, por isso, caso não seja possível atender todos os requisitos devem ser garantidos os primeiros itens.

- **Tipo de Curva:**
 - Deve ficar abaixo do ponto ANSI do TRAFO, para garantir que todo curto seja extinto antes de danificar o mesmo;
 - Especificar o tipo, Normal Inversa (NI), Muito Inversa (MI), Extremamente Inversa (EI), etc.;
- **Corrente de partida:**
 - Deve ser maior que a corrente nominal (demanda) mais uma folga de no mínimo 10% e mais uma folga da proteção, com fator de potência de referência de 0.92;
 - Deve ser menor que a menor das correntes de curto circuito, desta forma garante-se que todo curto será visto pela proteção;
 - Deve ser maior que 10% do TC, por motivos de precisão do equipamento;
- **Corrente instantânea:**
 - Deve ser 40% maior que corrente de magnetização, desta forma a corrente de partida do TRAFO não irá provocar um TRIP;
 - Deve ser 20% menor que instantânea da concessionária;
 - Deve ser menor que a corrente de saturação do TC (20 vezes nominal);
- **Dial Time (DT):**
 - Garantir que toda curva fique com no mínimo 0.2s abaixo da proteção da concessionária;
 - Modificar conforme necessário para atingir os requisitos nos itens anteriores;

4.8.2 Curva de proteção de neutro

- **Tipo de Curva:**
 - Selecionar o tipo de curva, geralmente o mesmo da curva de fase;
- **Corrente de partida:**
 - Deve ser de no mínimo 10% a corrente de partida de fase;
 - Deve ser menor que a corrente de ajuste de neutro da concessionária para garantir a seletividade;
 - Deve ser menor que a corrente de curto circuito fase terra mínimo;
 - Deve permitir a corrente de desequilíbrio do circuito;
- **Corrente instantânea:**
 - Deve ser 20% da corrente instantânea de fase;
 - Deve ser no máximo 20 vezes a corrente de partida de neutro (menor que saturação do TC);
- **Dial Time (DT):**
 - Idem os requisitos para parametrização de fase;

4.9 Tempo de atuação do rele

O tempo de atuação do rele é uma informação exigida por algumas concessionárias, esta informação simplesmente indica quanto tempo o rele irá levar para atuar em um determinado nível de curto, geralmente um ponto por curva, sendo a corrente ICC3F (trifásico) para a curva de FASE e ICCFTM (fase terra mínimo) para curva de NEUTRO (ambos dados de curto para o ponto de entrega fornecidos pela concessionária).

Estes valores são gerados para ambos os reles, o da concessionária e do cliente, estas informações são bem interessantes, pois indicam de forma clara se o rele do cliente irá atuar antes do rele da concessionária e também serve como uma “prova real” da curva utilizada no estudo e da curva realmente aplicada pela concessionária.

O software fornece estes valores automaticamente, mas vale lembrar que os valores são obtidos diretamente do cálculo de tempo da curva, no entanto o rele pode conter um ajuste de corrente instantânea abaixo do valor calculado, logo o tempo de atuação real será diferente (na ordem de 0.1s) pois o valor testado irá ativar a função 50 do rele.

4.10 Resumo

Os passos para o estudo de proteção podem ser organizados em:

- Adquirir dados da concessionária:
 - Correntes de curto no ponto de entrega;
 - Impedância da rede;
 - Curvas da proteção da subestação;
- Adquirir dados do cliente:
 - Demanda contratada;
 - Dados dos transformadores;
 - Cabo de entrada;

- Calcular corrente de curto na barra de média tensão;
- Calcular correntes de curto no secundário dos transformadores;
- Dimensionamento do TC de proteção;
- Calcular corrente de magnetização dos transformadores;
- Calcular ponto ANSI dos transformadores;
- Ajustar curvas de proteção de fase e neutro do cliente;
- Montar coordenograma, contendo os itens:
 - Curvas da proteção da concessionária;
 - Curvas da proteção do cliente;
 - Ponto ANSI;
 - Corrente de magnetização;
- Verificar o gráfico para validar a seletividade e coordenação do sistema;
- Montar relatório;
- Enviar relatório para concessionária;

5 ESTUDO DE CASO

A seguir temos dois exemplos de estudo de caso, no primeiro exemplo é mostrado em detalhes os cálculos e considerações para realização do estudo de proteção. O Segundo exemplo utiliza o software para mostrar a facilidade em obter os mesmos resultados, um relatório praticamente pronto e a visualização das informações no gráfico log-log.

5.1 Exemplo manual

Neste exemplo um cliente deseja solicitar a concessionária um ponto de energia para sua empresa, sendo que ele irá instalar em sua subestação dois transformadores somando uma potência instalada de 1250 kVA, e com uma demanda contratada de 1000 kW, tensão de alimentação 13.8 kV.

Para que o cliente tenha seu ponto de entrega liberado pela concessionária, a mesma solicitou a apresentação do estudo de proteção. Para iniciar o estudo primeiro é preciso solicitar a concessionária alguns dados como as impedâncias, as correntes de curto circuito no ponto de entrega e as curvas do relé de proteção da subestação.

Abaixo temos um diagrama simplificado representando todos os componentes envolvidos no circuito. As correntes de falta serão calculadas no ponto MT e nos pontos BT. Como podemos ver, no ponto MT consideramos as impedâncias da rede da concessionária e do cliente, nos pontos BT terão mais a impedância do transformador.

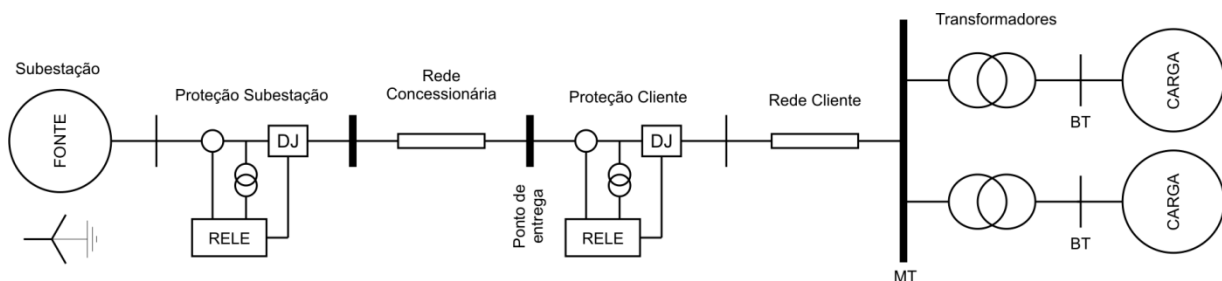


Figura 12-Exemplo genérico.

5.1.1 Primeiras informações

Após contato com a concessionária para solicitação dos dados no ponto de entrega os seguintes dados foram fornecidos:

- Impedâncias
 - $Z_{1rede} = 3,21 + j4,17$ (impedância da rede);
 - $Z_{0rede} = 4,73 + j16,7$ (impedância da malha de terra);
 - $RF = 40 \text{ ohm}$, (resistência de falta);
- Curto circuito
 - ICC3F = 795 A (corrente de curto circuito trifásica simétrica);
 - ICC3FA = 811 A (corrente de curto circuito trifásica assimétrica);
 - ICCFT = 450 A (corrente de curto circuito monofásica para terra);

- ICCFTA = 482 A (corrente de curto circuito monofásica para terra assimétrica);
- ICCFTM = 307 A (corrente de curto circuito monofásica para terra mínima, onde se leva em consideração uma resistência de falta);
- Ajustes da proteção:
 - Partida de fase: 120 A;
 - Instantânea de fase: 800 A;
 - Dial Time fase: 0,5 s;
 - Curva de fase: IEC-NI;
 - Partida de neutro: 15 A;
 - Instantânea de neutro: 150 A;
 - Curva de neutro: IEC-NI;
 - Dial Time de neutro: 0,2 s;

Além dos dados da concessionária é claro, precisamos dos dados do cliente, como informações sobre o cabo de entrada e dados de placa dos transformadores. Neste exemplo faremos uso dos seguintes valores:

- Cabo de entrada
 - Cabo 35mm² Eprotenax Compact 8,7/15kv em trifólio;
 - $Z_1 = 0.67 + j0.147 \text{ ohm/km}$ (procurar este valor na tabela do fabricante);
 - Comprimento: 500m (este é um valor muito grande e foi utilizado apenas para fins didáticos);
- Transformador 1:
 - Potência: 500kVA;
 - Ligação: D-Ya (Delta-Estrela aterrada);
 - Impedância: 5.5%;
 - Corrente de magnetização: 10 vezes;
- Transformador 2:
 - Potência: 750kVA;
 - Ligação: D-Ya (Delta-Estrela aterrada);
 - Impedância: 4.5%;
 - Corrente de magnetização: 8 vezes;

5.1.2 Valores de base

A primeira etapa é definir a tensão e a potência de base para os cálculos. A tensão de base é sempre a tensão de entrega, neste caso, 13.8kV e a potência de base é sempre definida como 100MVA.

Feito isso devemos calcular os demais valores de base do sistema:

$$Z_{base(AT)} = \frac{V_{base(AT)}^2}{S_{base}} = \frac{13800^2}{100 \times 10^6} = 1,91 \text{ ohm}$$

$$I_{base(AT)} = \frac{S_{base}}{V_{base(AT)} \times \sqrt{3}} = \frac{100 \times 10^6}{13800 \times \sqrt{3}} = 4184 \text{ A}$$

Os dados fornecidos do cabo geralmente estão em ohm/km, por isso é preciso para pu.

$$Z_{cabo} = 0,67 + j0,147 \times \frac{500m}{1000m} = 0,335 + j0,075 \text{ ohm}$$

$$Z1_{cabo} = \frac{Z_{cabo}}{Z_{base(AT)}} = \frac{0,335 + j0,075}{1,91} = 0,175 + j0,039 \text{ pu}$$

5.1.3 Correntes de curto na barra de média tensão

O primeiro ponto de interesse é calcular o valor de curto circuito na barra de média tensão, ou seja, na barra do primário dos transformadores, para isso, em uma situação de curto circuito neste ponto precisamos considerar a impedância do cabo de entrada e a impedância da rede.

Para calcular o curto trifásico é necessário calcular a impedância de sequência positiva total, neste ponto as impedâncias relevantes ao curto são apenas da rede e do cabo:

$$Z1 = Z1_{rede} + Z1_{cabo} = 3,21 + j4,17 + 0,175 + j0,039 = 3,385 + j4,209 \text{ pu}$$

$$I_{3\phi} = I_{base(AT)} \times \frac{1}{|Z1|} = \frac{4184}{5,401} = 774 \text{ A}$$

O fator de assimetria é calcular baseado nos valores de X e R da impedância total utilizada para calcular o curto:

$$F_a = FA(3,385 + j4,209) = \sqrt{1 + 2e^{-2\pi\frac{R}{X}}} = \sqrt{1 + 2e^{-2\pi\frac{3,385}{4,209}}} = \sqrt{1 + 2e^{-5,05}} = 1,00637$$

$$I_{3\phi A} = I_{3\phi} \times F_a = 774 \times 1,00637 = 779 \text{ A}$$

A impedância de sequência zero neste caso é considerada apenas o valor dado pela concessionária, pois a impedância de sequência zero do cliente é muito baixa e pode ser desprezada.

$$I_{\phi T} = I_{base(AT)} \times \frac{3}{|2Z1 + Z0|} = \frac{4184 \times 3}{|2 \times (3,385 + j4,209) + 4,73 + j16,7|}$$

$$I_{\phi T} = \frac{12552}{|11,5 + j25,12|} = \frac{12552}{27,62} = 454 \text{ A}$$

Novamente o valor de assimetria é calculado em cima da impedância total utilizada para calcular o curto circuito simétrico:

$$I_{\phi TA} = I_{\phi T} \times FA(11,5 + j25,12) = 454 \times 1,055 = 479 \text{ A}$$

Para calcular o curto de fase para terra mínimo é preciso converter a resistência de falta para impedância em pu:

$$Z_F = 3 \frac{R_{falta}}{Z_{base}} = 3 \frac{40}{1,91} = 62,82 \text{ pu}$$

$$I_{\phi Tm} = I_{base(AT)} \times \frac{3}{|2Z_1 + Z_0 + Z_F|} = \frac{4184 \times 3}{|11,5 + j25,12 + 62,82|} = \frac{12552}{78,45} = 160 \text{ A}$$

Em resumo temos os seguintes valores de curto circuito:

$$I_{3\phi} = 774 \text{ A} \quad I_{3\phi A} = 779 \text{ A} \quad I_{\phi T} = 454 \text{ A} \quad I_{\phi TA} = 479 \text{ A} \quad I_{\phi Tm} = 160 \text{ A}$$

5.1.4 Correntes de curto na barra de baixa tensão

Agora é necessário calcular os valores de falta no secundário dos transformadores, o método é muito parecido com o anterior, com a diferença que é preciso levar em consideração a impedância do transformador. Os valores de corrente calculados já estão referenciados à média tensão, ou seja, é o valor que o TC no primário sentir quando ocorrer a falta.

A primeira etapa é calcular as impedâncias de sequência positiva (Z_1) e zero (Z_0) dos transformadores. A impedância Z_1 depende da impedância percentual, dado registrado na placa de identificação do próprio transformador, a impedância Z_0 depende basicamente de Z_1 e do tipo de ligação.

Neste exemplo temos dois transformadores, (A) 400 kVA com $Z=5.5\%$ e (B) de 600 kVA com $Z=4.5\%$. O valor da impedância em pu é obtido segundo a fórmula:

$$|Z_{1T}| = \frac{Z_{\%}}{100} \times \frac{V^2}{S} \times \frac{1}{Z_{base}} \text{ pu}$$

O valor acima calculado representa o módulo da impedância, no entanto verificou-se na prática que deste valor total em média 10% é composto pela parte resistiva e 90% pela parte indutiva, por isso o valor final da impedância é obtida da seguinte forma:

$$Z_{1T} = (0,1 + j0,995) \times |Z_{1t}| \text{ pu}$$

Ambos os transformadores estão ligados em D-Ya, especificamente neste tipo de ligação a impedância Z_0 corresponde a 0.85 vezes Z_1 , ou seja:

$$Z_{0T} = 0,85 \times Z_{1T} \text{ pu}$$

Vale lembrar que como visto no capítulo anterior o valor de Z_0 depende do tipo de ligação do transformador.

5.1.5 Transformador A

Primeiro as impedâncias do transformador:

$$|Z_{1trafo}| = \frac{5,5}{100} \times \frac{13.800^2}{500.000} \times \frac{1}{1,91} = 10,97 \text{ pu}$$

$$Z_{1trafo} = (0,1 + j0,995) \times 10,97 = 1,10 + j10,93 \text{ pu}$$

$$Z_{0trafo} = 0,85 \times Z_{1trafo} = 0,85 \times (1,10 + j10,93) = 0,94 + j9,30 \text{ pu}$$

Depois calculamos a impedância Z1 total:

$$Z_1 = Z_{1rede} + Z_{1cabo} + Z_{1trafo}$$

$$Z_1 = (3,21 + j4,17) + (0,175 + j0,039) + (1,10 + j10,93) = 4,49 + j15,15$$

Agora a impedância Z0, lembrando que neste tipo de ligação deve ser considerada apenas a impedância de sequência zero do transformador:

$$Z_0 = Z_{0trafo} = 0,94 + j9,30$$

Corrente de falta trifásica:

$$I_{3\phi} = I_{base(AT)} \times \frac{1}{|Z_1|} = \frac{4.184}{15,8} = 265 \text{ A}$$

$$I_{3\phi A} = I_{3\phi} \times FA(4,49 + j15,15) = 265 \times 1,145 = 303 \text{ A}$$

Outro detalhe importante ao calcular o valor de falta para ligação D-Ya é o fato de que a corrente vista no primário possui um fator de redução de raiz de 3:

$$I_{\phi T} = \frac{I_{base(AT)}}{\sqrt{3}} \times \frac{3}{|2Z_1 + Z_0|} = \frac{4.184}{\sqrt{3}} \times \frac{3}{|2 \times (4,49 + j15,15) + 0,94 + j9,30|}$$

$$I_{\phi T} = \frac{7.245}{|9,91 + j39,61|} = \frac{7.245}{40,8} = 177 \text{ A}$$

$$I_{\phi TA} = I_{\phi T} \times FA(9,91 + j39,61) = 177 \times 1,189 = 211 \text{ A}$$

$$I_{\phi Tm} = \frac{I_{base(AT)}}{\sqrt{3}} \times \frac{3}{|2Z_1 + Z_0 + Z_F|} = \frac{7.245}{|9,91 + j39,61 + 62,82|} = \frac{7.245}{82,8} = 87 \text{ A}$$

Resumo:

$$I_{3\phi} = 265 \text{ A} \quad I_{3\phi A} = 303 \text{ A} \quad I_{\phi T} = 177 \text{ A} \quad I_{\phi TA} = 211 \text{ A} \quad I_{\phi Tm} = 87 \text{ A}$$

5.1.6 Transformador B

Valores do transformador:

$$|Z_{1trafo}| = \frac{4,5}{100} \times \frac{13.800^2}{750.000} \times \frac{1}{1,91} = 5,982 \text{ pu}$$

$$Z_{1trafo} = (0,1 + j0,995) \times 5,982 = 0,60 + j5,97 \text{ pu}$$

$$Z_{0trafo} = 0,85 \times Z_{1trafo} = 0,85 \times (0,60 + j5,97) = 0,51 + j5,07 \text{ pu}$$

Valor total:

$$Z_1 = Z_{1rede} + Z_{1cabo} + Z_{1trafo}$$

$$Z_1 = (3,21 + j4,17) + (0,175 + j0,039) + (0,60 + j5,97) = 3,99 + j10,18$$

$$Z_0 = Z_{0trafo} = 0,51 + j5,07$$

Correntes de falta:

$$I_{3\phi} = I_{base(AT)} \times \frac{1}{|Z_1|} = \frac{4.184}{10,9} = 383 \text{ A}$$

$$I_{3\phi A} = I_{3\phi} \times FA(3,99 + j10,18) = 383 \times 1,082 = 414 \text{ A}$$

$$I_{\phi T} = \frac{I_{base(AT)}}{\sqrt{3}} \times \frac{3}{|2Z_1 + Z_0|} = \frac{7.245}{|2 \times (3,99 + j10,18) + 0,51 + j5,07|}$$

$$I_{\phi T} = \frac{7.245}{|8,48 + j25,43|} = \frac{7.245}{26,8} = 270 \text{ A}$$

$$I_{\phi TA} = I_{\phi T} \times FA(8,48 + j25,43) = 270 \times 1,116 = 302 \text{ A}$$

$$I_{\phi Tm} = \frac{I_{base(AT)}}{\sqrt{3}} \times \frac{3}{|2Z_1 + Z_0 + Z_F|} = \frac{7.245}{|8,48 + j25,43 + 62,82|} = \frac{7.245}{76,26} = 95 \text{ A}$$

Resumo:

$$I_{3\phi} = 383 \text{ A} \quad I_{3\phi A} = 414 \text{ A} \quad I_{\phi T} = 270 \text{ A} \quad I_{\phi TA} = 302 \text{ A} \quad I_{\phi Tm} = 95 \text{ A}$$

5.1.7 Dimensionamento do TC

A próxima etapa é definir o valor do transformador de corrente para proteção de acordo com os dois critérios. Para isso precisamos da corrente de ajuste e corrente total dos transformadores.

$$I_n = \frac{\text{DemandaContrada}}{V_n \times 0,92 \times \sqrt{3}} = \frac{1.000.000}{13.800 \times 0,92 \times \sqrt{3}} = 45,47 \text{ A}$$

$$I_t = \frac{\text{PotênciaTrafos}}{V_n \times \sqrt{3}} = \frac{1.250.000}{13.800 \times \sqrt{3}} = 52,30$$

Critério do curto:

$$I_{n_{TC}} \geq \frac{I_{3\phi A}}{20} \geq \frac{779}{20} \geq 38,95 \text{ A}$$

Critério da meia escala:

$$2 \times I_n \leq I_{n_{TC}} \leq 2 \times I_t$$

$$2 \times 45,47 \leq I_{n_{TC}} \leq 2 \times 52,30$$

$$91 \leq I_{n_{TC}} \leq 105$$

O primeiro critério sugere um valor próximo de 39 A, o outro sugere uma faixa entre 91 A e 105 A, respeitando o critério com a sugestão da maior corrente devemos selecionar um valor comercial de 100 A.

5.1.8 Corrente de magnetização dos transformadores

A corrente de magnetização pode ser calculada como:

$$I_{mag} = k \times I_{n_{maior}} + \sum I_{n_{demais}} \text{ (A)}$$

$$I_{n1} = \frac{S}{V \times \sqrt{3}} = \frac{500.000}{13.800 \times \sqrt{3}} = 20,9 \text{ A} \quad I_{n2} = \frac{S}{V \times \sqrt{3}} = \frac{750.000}{13.800 \times \sqrt{3}} = 31,4 \text{ A}$$

$$I_{mag} = 8 \times 31,4 + (20,9) = 272 \text{ A}$$

O trafo de 500kVA possui o valor K=10, maior que o trafo de 750kVA, cujo K=8, no entanto a maior combinação "IN*K" continua sendo do trafo de 750kVA.

5.1.9 Ponto ANSI dos transformadores

Para o transformador de 500 kVA temos:

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z_1\%} \times I_n = \frac{100}{5,5} \times 20,9 = 380 \text{ A} \quad T_{ANSI} = \frac{Z_1\%^2}{8} = \frac{5,5^2}{8} = 3,78 \text{ s}$$

E para o transformador de 750 kVA temos:

$$I_{ANSI} = \frac{100}{4,5} \times 31,4 = 697 \text{ A} \quad T_{ANSI} = \frac{4,5^2}{8} = 2,53 \text{ s}$$

5.1.10 Ajuste das curvas de proteção

O ajuste das curvas de proteção deve ser feito utilizando o roteiro descrito no item 4.8, mas primeiro devemos calcular alguns valores básicos como corrente de partida e instantânea, depois montar o coordenograma e avaliar conforme os requisitos descritos.

Neste exemplo, a demanda contratada foi de 1.000 kW enquanto a potência instalada dos transformadores é de 1.250 kVA, de acordo com o software a potência selecionada como referência é a menor, logo o valor de 1.000 kW, sendo assim podemos calcular a corrente de partida:

$$I_{pf} = \frac{W}{\sqrt{3} \times V} \times k = \frac{1.000}{\sqrt{3} \times 13,8} \times 1,3 \cong 54,4 A$$

A corrente instantânea é:

$$I_{if} = 1,4 \times I_{mag} = 1,4 \times 272 \cong 380 A$$

A corrente de partida de neutro é 10% da fase, e a instantânea 20% da fase:

$$I_{pn} = 0,1 \times I_{pf} = 0,1 \times 54,4 = 5,4 A$$

$$I_{in} = 0,2 \times I_{if} = 0,2 \times 380 = 76 A$$

5.1.11 Coordenograma

Uma das últimas etapas é montar o coordenograma, plotando dados de curva de proteção calculados para o cliente, curva da concessionária, níveis de curto, ponto ANSI, corrente de magnetização, etc. Tudo isso é bem trabalhoso de ser feito até mesmo utilizando ferramentas como o Excel, fazer isto manualmente é ainda pior, mas é necessário, pois é uma exigência do fornecedor de energia.

Aqui não iremos montar o coordenograma, vamos deixar para mostrar no próximo exemplo utilizando o software. Neste ponto o gráfico teria que ser montado e analisado para verificar a coordenação e seletividade do sistema, seguindo os requisitos propostos por este manual.

5.1.12 Conclusão

Como visto, o estudo de proteção é longo e trabalhoso, lembrar-se de todos os passos e detalhes dos cálculos é uma tarefa árdua principalmente caso você passe um tempo sem executá-las, montar o coordenograma também não é fácil, e é por isso que o SUPERCOORD é uma ferramenta de grande valia para quem trabalha neste ramo.

5.2 Exemplo #1 SUPERCOORD

Para mostrar a simplicidade de utilizar o programa vamos tomar como exemplo o estudo de caso apresentado anteriormente. Para facilitar ainda mais o aprendizado o software vem por padrão com alguns valores iniciais ao criar um novo arquivo, no caso o arquivo tipo "Ajustes" os valores são exatamente os mesmos utilizados aqui neste exemplo. Desta forma você pode

acompanhar o processo de cálculo manual e comparar com o memorial de cálculo apresentado no software.

5.2.1 Inserindo os dados

Primeiramente abrimos a tela de boas-vindas e selecionamos um novo arquivo do tipo “Ajuste/Cálculo”.



Figura 13-Tela de boas-vindas.

O arquivo novo vem por padrão com os valores utilizados neste exemplo, você pode utilizar o memorial de cálculo apresentado no relatório e comparar com o processo de cálculo manual do exercício anterior. Na primeira parte do relatório podemos encontrar um resumo de tudo, dos valores de curto, ajustes, etc.

Primeiro devemos fornecer os dados do cliente, como a potência contratada, distância do cabo de entrada, impedância, etc., também deve ser fornecido os dados de impedância e curto circuito da concessionária.

A imagem mostra a aba "Relatório" do software. O título é "Dados do cliente e concessionária". Abaixo, há um texto explicando que o usuário deve informar os valores de curto e impedância. Abaixo disso, há uma tabela com as seguintes propriedades e valores:

Propriedade	Valor
Dados do cliente	
Demanda contratada [kW]	1000
Comprimento cabo de entrada [m]	500
Impedância cabo (R1) [ohm/km]	0.67
Impedância cabo (X1) [ohm/km]	0.15
Proteção NBR do TC	10820
Dados conc. no ponto de entrega	
Impedância rede (R0) [pu]	4.73
Impedância rede (X0) [pu]	16.74
Impedância rede (R1) [pu]	0.21
Impedância rede (X1) [pu]	0.05

Figura 14-Dados iniciais.

Após os dados iniciais precisamos informar ao software algumas características do rele/religador que não serão calculados, como por exemplo, o tipo de curva que é uma opção do projetista e normalmente é selecionada para se adequar ao seu equipamento ou para deixar igual à curva do rele da concessionária.



Figura 15-Rele do cliente.

Para agilizar a montagem do coordenograma é recomendado inserir na tela seguinte os dados correspondentes ao rele da concessionária, esta tela é irrelevante para o cálculo dos ajustes, ela apenas ajuda a montar o coordenograma automaticamente com as curvas do rele da concessionária.

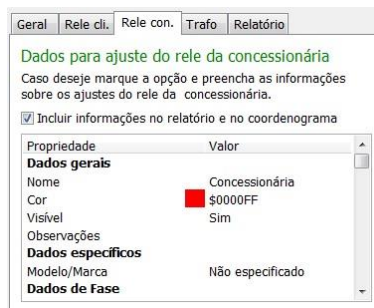


Figura 16-Rele da concessionária.

Uma das últimas etapas é informar ao software os dados dos transformadores instalados, não há limite para o número de trafos, adicione um a um configurando suas propriedades e lembrando-se sempre de **“aplicar”** as alterações antes de adicionar um novo trafo. Uma das opções do software é indicar se o transformador está em paralelo, isso é bem simples, na verdade significa que todos os trafos marcados como “paralelo” estão fisicamente ligados em “paralelo”.

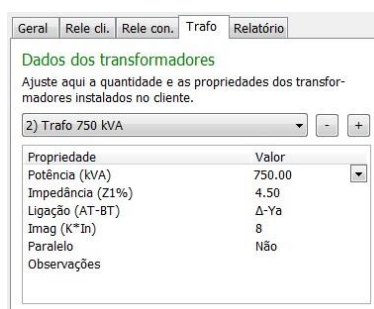


Figura 17-Dados dos transformadores.

A última aba possui algumas opções sobre o relatório, você pode escolher se os elos fusíveis serão inseridos no coordenograma, e também pode gerar um resumo conforme um padrão adotado pela CELESC, este padrão é bastante útil para o operador que irá configurar o rele/religador, pois resume os ajustes do mesmo.

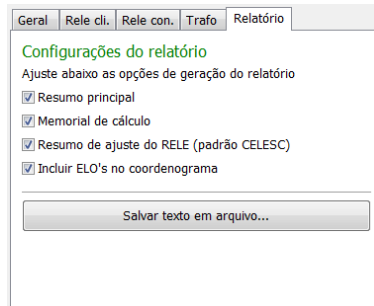


Figura 18-Opções do relatório.

Neste ponto já temos todas as informações necessárias para montar o coordenograma, para isso, basta clicar no botão “Criar coordenograma”, e uma nova tela irá se abrir já com todas as informações inseridas.

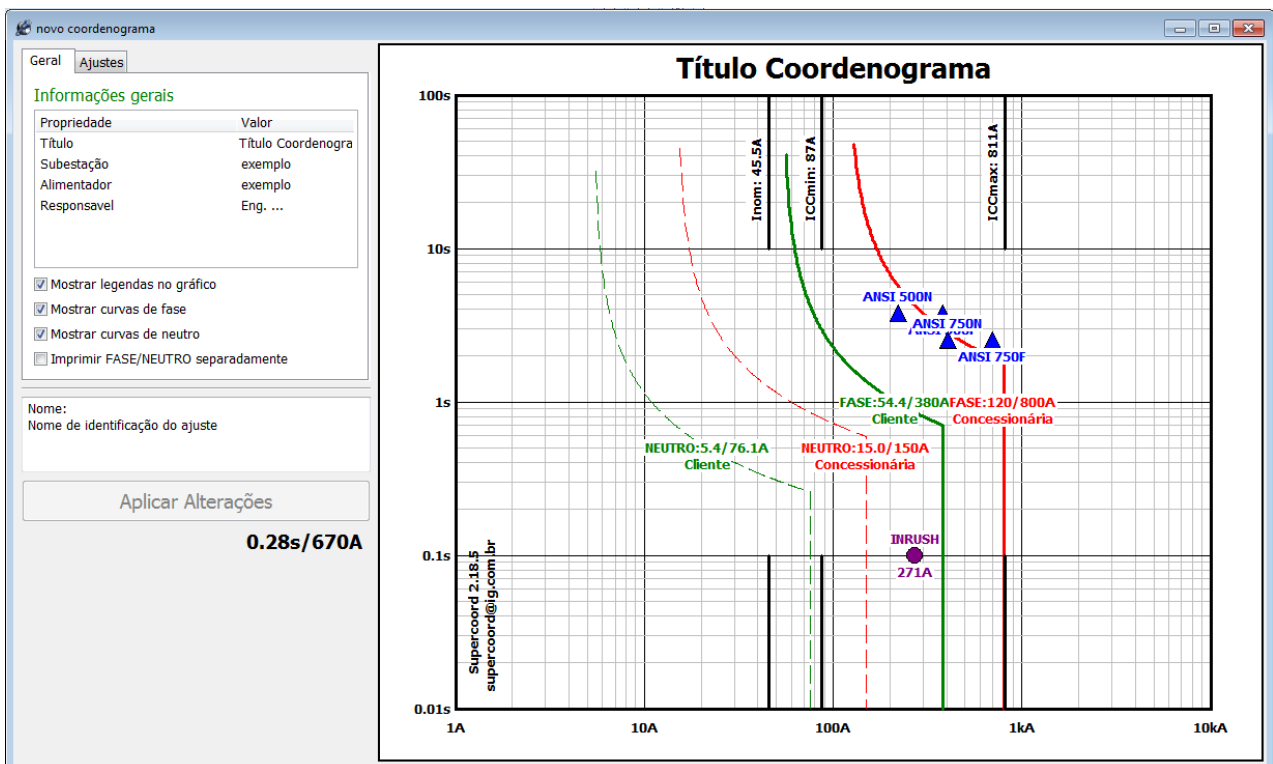


Figura 19-Cordenograma do exemplo.

Como podemos ver, a partida de fase está acima da corrente nominal do circuito, está protegendo o ponto ANSI e também está acima da corrente de magnetização. Podemos ver claramente que esta abaixo da curva da concessionária e possui uma margem segura de tempo entre as curvas.

5.2.2 Gerando o relatório

O modelo exato do relatório deve ser verificado com cada concessionária, em geral o SUPERCOORD contém todos os dados necessários, inclusive o memorial de cálculo, item exigido por algumas.

Tendo em mãos o modelo basta utilizar os dados gerados no relatório da tela de ajuste e a imagem do coordenograma, montar tudo em um arquivo do WORD e enviar para a concessionária, na maioria dos casos, enviar apenas o relatório gerado pelo software juntamente com a imagem do coordenograma já pode ser o suficiente.

5.2.3 Exemplos de dados da concessionária

Cada concessionária possui uma forma diferente de apresentar os dados relacionados ao consumidor e os ajustes do rele, segue abaixo um exemplo dos dados fornecidos por uma concessionária. Esta tabela contém os dados de curto circuito e impedância de rede, que devem ser preenchidos na aba “Geral” no SUPERCOORD, outra informação importante e sempre presente são os dados do religador da **concessionária**, que deve ser preenchido na aba “Rele con.”.

		NEUTRO	FASE		
CORRENTE DE DISPARO :		30	220		
NÚMERO DE OPERAÇÕES LENTAS :		2	2		
CURVA DE OPERAÇÃO LENTA :		IEC-ni x 0,48	IEC-ni x 0,12		
NÚMERO DE OPERAÇÕES RÁPIDAS :					
CURVA DE OPERAÇÃO RÁPIDA :		0 x 1	0 x 1		
CORRENTES DE CURTO NO PONTO DE CONEXÃO DO CONSUMIDOR					
FASE TERRA	FASE TERRA MÍNIMO	FASE TERRA ASSIMÉTRICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA ASSIMÉTRICA	
1770 [A]	309 [A]	2022 [A]	1853 [A]	2113 [A]	
IMPEDÂNCIA ACUMULADA NO PONTO DE CONEXÃO					
R0	X0	R1	X1		
0,45 p.u.	1,48 p.u.	0,44 p.u.	1,28 p.u.		

Figura 20-Exemplo dados da concessionária.

No exemplo acima, em relação aos dados do rele, existe alguns pontos que podem gerar dúvidas, para melhor entendimento segue a explicação de cada um dos parâmetros:

- Corrente de disparo: Esta é a corrente de partida do rele, também chamada de PICKUP;
- Número de operações lentas: por se tratar de um religador, este parâmetro indica quantas operações (fechamentos automáticos) o rele irá fazer antes de permanecer travado em aberto, este parâmetro é irrelevante para o software;
- Curva de operação lenta: Aqui é indicado o tipo de curva utilizado pelo rele, outra informação é o multiplicador de tempo (DIAL TIME), em alguns casos pode vir separado mas aqui o valor está simbolizado como sendo o multiplicador da curva;
- Número de operações rápidas: Alguns reles permitem definir mais de um tipo de operação, neste caso não está sendo usado;

Outro detalhe é que neste caso a concessionária não forneceu o valor da corrente instantânea, portanto marque no SUPERCOORD como “OFF” ou com o valor “0”.

5.3 Exemplo #2 SUPERCOORD (com dados duvidosos)

Vamos agora analisar um outro exemplo, é preciso ficar atento que cada concessionária do Brasil pode fornecer mais ou menos dados, assim como os mesmos dados em formas diferentes,

como a impedância de rede no ponto de entrega pode estar em OHM^B. Vamos analisar os dados de um suposto estudo conforme informações abaixo:

<i>Níveis de curto-circuito</i>			<i>Alimentador</i>		
Níveis de curto-circuito no Ponto de Entrega			09 J2 / PDI		
<i>Icc3fassim:</i>	603	A	<i>RELES</i>	<i>FASE</i>	<i>NEUTRO</i>
<i>Icc3f:</i>	559	A	<i>Tipo</i>	SEL-351R	SEL-351R
<i>Icc2f:</i>	484	A	<i>RTC</i>	1000/1	1000/1
<i>Iccftmax:</i>	375	A	<i>Pick-Up</i>	100 A	20 A
<i>Iccftmin:</i>	263	A	<i>Curvas</i>	C2	C2
<i>Impedâncias reduzidas no ponto de entrega:</i>			<i>Time Dial</i>	0,2	035
<i>Z1</i>	(1,2569 + J 2,7190) pu		<i>Instantâneo</i>	-	-
<i>Z0</i>	(1,6402 + J 7,2997) pu		<i>Religamento: 2; 5 e 10 s</i>		
<i>Tensão Base:</i>	34,5 kV	<i>Potência Base:</i>	100 MVA		

Figura 21-Dados da concessionária.

Primeiro os dados de curto:

- Icc3fassim: este é o valor da ICC3FA no software, caso não seja fornecido pela concessionária insira o valor 0, e o software irá calcular automaticamente;
- Icc3f: valor de ICC3F;
- Icc2f: o valor de corrente de curto bifásico não é utilizado pelo software;
- Iccftmax: tradicional ICCFT do software, verifique que não é fornecido o valor de fase-terra-assimétrico, coloque o valor 0 no software;
- Iccftmin: valor de ICCFTM;
- Z1 e Z0: impedância equivalente no ponto de entrega;

O primeiro dado a ser verificado no rele/religador do alimentador é o parâmetro RTC, relação de transformação de corrente, neste caso os valores dos parâmetros de corrente inseridos no equipamento são os valores absolutos de corrente no secundário do TC, no entanto o software exige os valores referidos a alta, portanto eles devem ser multiplicados por esta relação.

Perceba que a relação é bem alta, 1000/1, normalmente encontra-se como 1000/5 (que mesmo assim já seria alta), a corrente de PICK-UP (corrente de partida) de 100A na verdade seria $100 \cdot 1000/1 = 100\text{kA}$, o que é um valor totalmente absurdo, em casos como esse entre em contato com a concessionária para pedir esclarecimentos sobre os valores fornecidos.

Outro problema, que não é tão raro, é fornecimento de curvas com nome de padrões internos da concessionária, neste caso foram fornecidas as curvas C2 tanto para fase e neutro, essa curva não existe, neste caso deve-se entrar em contato para solicitar detalhes da curva, e boa sorte pra quem precisar fazer isso.

^B Em casos como este basta informar no software se o valor está em PU ou OHM, não preciso fazer qualquer tipo de conversão.

Mais um problema encontrado aqui é o DIAL TIME, o valor de fase com 0.2 está OK, no entanto o valor de neutro está como 035, e 35s é alto demais, 0.35s é um pouco baixo para um alimentador, 3.5s parece mais razoável mas como não é possível ter certeza, novamente é necessário entrar em contato com a concessionária.

Este exemplo fica por aqui, ele serve apenas para mostrar que você deve questionar sobre valores duvidoso, siga seus instintos/sentimentos, seja razoável, e na dúvida entre em contato com a concessionária, pois afinal de contas eles são humanos, logo também erram.

6 EDITOR DE CURVAS

Prevido a grande quantidade de curvas disponíveis no mercado o software permite a criação de curvas personalizadas, permitindo copiar curvas do manual do fabricante ou curvas entregues pelas próprias distribuidoras.

6.1 Copiando uma curva do fabricante

Uma situação recorrente é a necessidade de utilizar curvas do religador modelo F6 da COOPER, as curvas deste modelo são chamadas de KYLE. Como exemplo, vamos supor que a distribuidora passou os seguintes dados da curva de fase temporizada (ajuste função 51):

- Corrente de partida (IP): 400 A
- Dial: 1,00
- Curva: KYLE 113

O primeiro passo é encontrar o manual do fabricante com a curva desejada, neste caso a mesma pode ser encontrada no documento “R280-91-34.pdf”, facilmente encontrado na internet.

Na página 11, encontramos o desenho da curva 113.

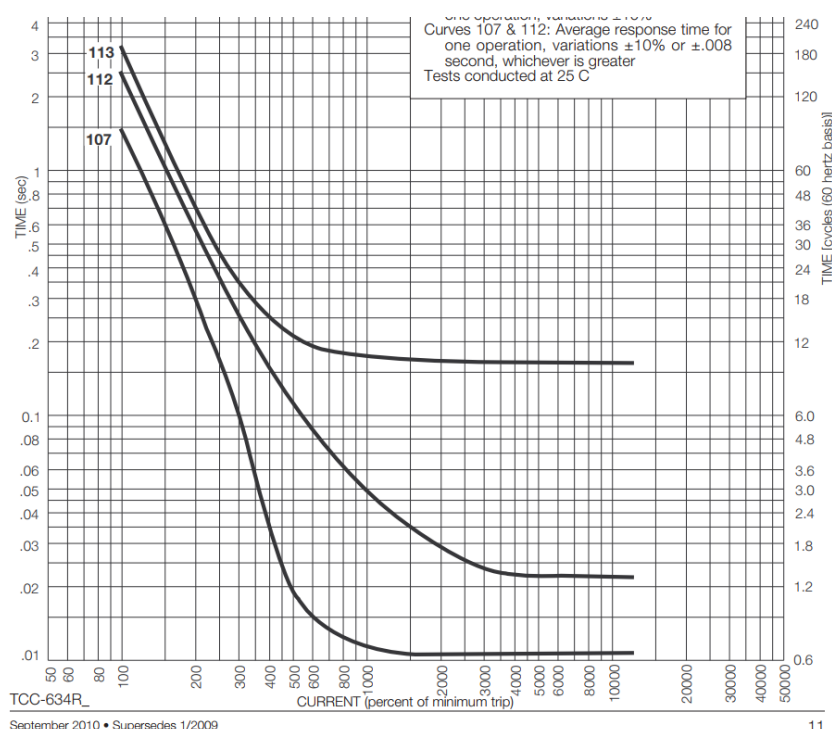


Figura 22-Curva KYLE 113

Para copiar esta curva, abrimos o software e entramos no menu “Ferramentas, Editor de Curvas”, que na verdade é a mesma janela de seleção de curvas, dentro da janela basta clicar em adicionar curva e editar a nova curva adicionada.

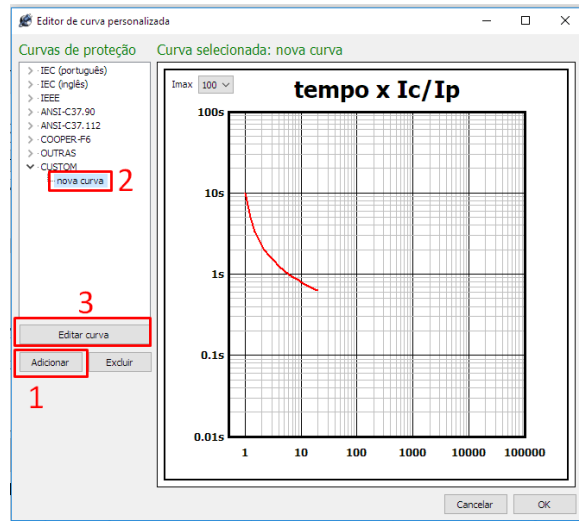


Figura 23-Criando uma curva.

Por observação vamos escolher 16 pontos de tempo x corrente no gráfico do manual, partindo da menor corrente para maior corrente, e vamos informar estes valores para o software, no final teremos os valores preenchidos conforme imagem abaixo:

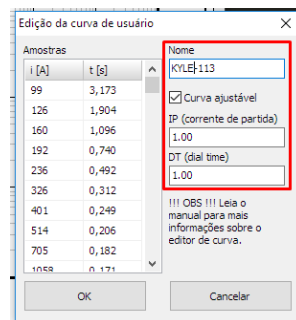


Figura 24-Dados da curva.

Em alguns casos queremos apenas copiar a curva de um gráfico entregue pela distribuidora, por exemplo, para apenas mostrar no gráfico, mas neste caso é uma curva de manual e desejamos aplicar outros valores de corrente e multiplicador de tempo, por isso devemos marcar como "ajustável".

Para que o software aprenda a tornar a curva "adimensional", permitindo assim aplicar outros valores de corrente e tempo, é preciso informar a referência da corrente de partida e multiplicador de tempo da curva copiada, neste caso a curva do manual teve como corrente de partida 100A (na verdade o gráfico indica em percentual, mas vamos considerar corrente aqui para simplificar) e como multiplicador de tempo o valor 1.

Após salvar a curva você pode verificar o resultado na tela de seleção de curva, neste ponto o software transformou a curva para uma escala unitária, por isso o gráfico inicia no valor 1. Faça algumas comparações de tempo x corrente com o manual, será possível checar que as duas estão iguais.

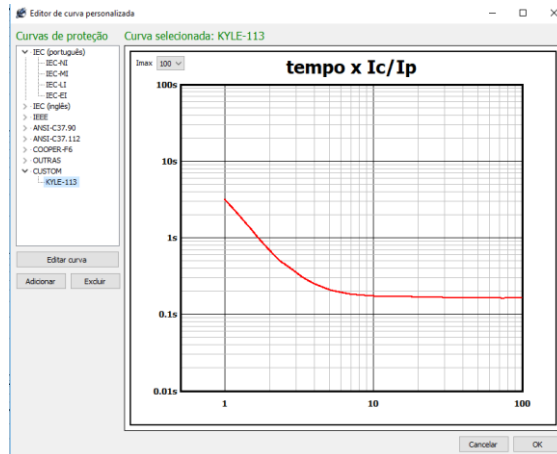


Figura 25-Resultado da nova curva.

Para ter mais uma prova de que a curva foi copiada corretamente, crie um coordenograma e aplique os valores de partida como 100A e dial time de 1, é possível verificar que ela está igual à do manual.

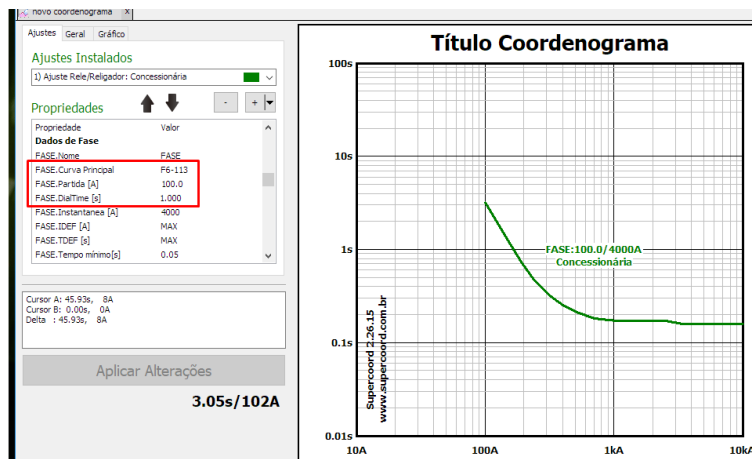


Figura 26-Curva de teste.

Agora a curva está pronta para ser utilizada como qualquer outra curva do software, basta aplicar os valores conforme indicado pela distribuidora.

7 REFERÊNCIAS

Para informações mais aprofundadas dos assuntos abordados aqui, verifique abaixo uma lista dos principais livros e documentos utilizados no mercado:

- [1]. J. Lewis Blackburn, “Symmetrical Components for Power Systems Engineering”
- [2]. J. Lewis Blackburn, “Protective Relaying: Principles and Applications”
- [3]. Geraldo Kinderman, “Curto Circuito, 5ª edição”
- [4]. Geraldo Kinderman, “Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Volume 1,2 e 3”
- [5]. ABNT NBR 6856 - <http://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=329301>
- [6]. ABB - Instrument Transformers, Technical Information and Application Guide
<https://library.e.abb.com/public/e2462bd7f816437ac1256f9a007629cf/ITTechInfoAppGuide.pdf?filename=ITTechInfoAppGuide.pdf>

8 SOBRE OS AUTORES

Cesar Furlanetto – Engenheiro eletricista (UFSC – 1982) e mestre em Engenharia de Produção (UFSC - 2001).

Diego Guse Bez Fontana – Técnico em eletrônica (SATC – 2003), Engenheiro eletricista (SATC – 2010).

Edmilson Benedet - Engenheiro eletricista (UFSC – 1988).