



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**A UTILIZAÇÃO DE PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA AJUSTE E
COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE**

PAULO VITOR SILVEIRA PRIMO

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

NOVEMBRO 2009

**A UTILIZAÇÃO DE PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA AJUSTE E
COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE**

PAULO VITOR SILVEIRA PRIMO

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE
ELETROTÉCNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO
DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO
GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

APROVADO POR:

Prof. Sebastião E. M. de Oliveira, D. Sc.
(Orientador)

Profª. Maria Karla Vervloet Sollero, D. Sc.
(Examinadora)

Aurélio Moreira Luiz, Eng.
(Examinador)

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

NOVEMBRO 2009

AGRADECIMENTOS

Agradeço acima de tudo a Deus por toda oportunidade que me deu e pela perseverança que me concedeu nos momentos de maior turbulência em que o desânimo e a tristeza quase conseguiram me vencer.

Agradeço muito aos meus pais que sempre foram e continuam sendo incansáveis na luta para me oferecer o melhor, a fim de me possibilitar uma formação correta. Agradeço também o carinho e a atenção que nunca faltaram durante esta caminhada.

Agradeço aos amigos Diego Barbosa Bezerra, Thomás Coelho, Rodrigo Ribeiro, Douglas Jorge e Bruno Laurindo por toda a ajuda principalmente quando fizemos várias matérias juntos.

Agradeço também a amiga Danielle Jorge por toda a ajuda nessa longa caminhada, toda a motivação pra continuar lutando durante todo esse tempo na vida acadêmica.

Agradeço a todos os meus parentes e amigos que de alguma forma me ajudaram e torceram por mim nesta caminhada.

Agradeço ao professor Sebastião pela orientação e ao Eng. Sérgio de Sousa Silva, Abengoa, pela assistência prestada durante a elaboração deste trabalho de fim de curso.

A todos os professores, técnicos e funcionários do Departamento o meu obrigado pela ajuda e pelos ensinamentos passados.

Muito Obrigado a todos!

RESUMO

O trabalho foi desenvolvido para mostrar a utilização do software PTW para implementação de ajuste e coordenação de relés de sobrecorrente, sendo utilizado como exemplo um sistema radial. Para embasamento teórico dos ensaios, foi apresentado a definição sobre Transformador de Corrente (TC) afim de obtermos a relação de transformação e também sua classe de exatidão, levando-se em consideração a norma ANSI. A teoria de curto-circuito é apresentada, passando pelos conceitos de componentes simétricas, montagem da matriz impedância de barras e tipos de curto-circuito propriamente dito. São mostrados conceitos sobre a proteção de sistemas elétricos de uma maneira geral, a utilização e tipos de relés de sobrecorrente (instantâneo e temporizado). As aplicações e facilidades do software PTW para ajustes e coordenação da proteção de sobrecorrente são apresentados de tal forma para contribuir para um melhor entendimento para o leitor. Os resultados obtidos dos ajustes e coordenação de relés de sobrecorrente são mostrados de maneira sucinta ao longo do texto.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO.....	10
1.1 Objetivos.....	12
1.2 Visão geral do texto	12
CAPÍTULO 2: TRANSFORMADOR DE CORRENTE (TC) E SUAS APLICAÇÕES	14
2.1 Introdução.....	14
2.2 Normas Técnicas.....	15
2.2.1 ABNT:.....	15
2.2.2 ANSI:	15
2.2.3 IEC:	15
2.3 Especificação Técnica de Transformadores de Corrente.....	16
2.3.1 Condições de Instalação.	16
2.3.2 Tipo de Isolamento.....	16
2.4 Tipos de Serviços	16
2.5 Tipo de Construção Mecânica	17
2.5.1 Primário Enrolado	17
2.5.2 Barra.....	18
2.5.3 Bucha.....	18
2.5.4 Janela.....	18
2.5.5 Posição Livre.....	19
2.5.6 Tipo Pedestal	19
2.5.7 Tipo Invertido.....	19
2.5.8 Núcleo Dividido	19
2.5.9 Vários Enrolamentos Primários (ABNT)	19
2.5.10 Vários Núcleos	20
2.6 Representação de um Transformador de Corrente.....	20
2.6.1 Marcação dos terminais.....	20
2.7 Características para Especificações de Transformadores de Corrente	23
2.7.1 Corrente(s) primária(s) nominal(s) e relação(ões) nominal(s).....	24
2.7.2 Tensão máxima e níveis de isolamento	24
2.7.3 Frequência Nominal	27
2.7.4 Cargas Nominais para Transformadores de Corrente.....	27
2.7.5 Classe de exatidão nominal	31
2.7.6 Tensão Secundária Normalizada	36
2.7.7 Fator Térmico Nominal	36
2.7.8 Limite de corrente de curta duração nominal para efeito térmico – Corrente térmica	37
2.7.9 Limite de corrente de curta duração nominal para efeito mecânico – Corrente dinâmica.....	38

CAPÍTULO 6: PROGRAMA PTW (POWER TOOLS FOR WINDOWS)	83
6.1 Principais Características	84
6.2 Modelos implementados no PTW (Power Tools Windows)	86
6.2.1 Barras	86
6.2.2 Gerador Síncrono	87
6.2.3 Transformadores	90
6.2.4 Relés de Proteção	91
 CAPITULO 7: RESULTADOS DE SIMULAÇÕES.....	 94
7.1 Ajuste de Proteção e Coordenação de um Sistema Radial.....	94
7.1.1 Ajuste dos Relés de Sobrecorrente de Fase e de Neutro (50, 51 e 50N)	95
7.1.2 Resultados obtidos na coordenação dos relés de sobrecorrente (50/51).....	118
7.1.3 Resultados obtidos na coordenação dos relés de sobrecorrente de neutro (51N)	123
 CAPÍTULO 8: CONCLUSÃO.....	 127
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	 129

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – RELAÇÃO ÚNICA.....	21
FIGURA 2 – TRANSFORMADOR DE CORRENTE RELIGÁVEL.....	21
FIGURA 3 – LIGAÇÃO SÉRIE-PARALELO.....	22
FIGURA 4 – DUAS RELAÇÕES COM DERIVAÇÃO NO PRIMÁRIO.....	22
FIGURA 5 – DUAS RELAÇÕES COM DERIVAÇÕES NO SECUNDÁRIO.....	22
FIGURA 6 – DOIS ENROLAMENTOS PRIMÁRIOS.....	23
FIGURA 7 – DOIS ENROLAMENTOS SECUNDÁRIOS.....	23
FIGURA 8 - CURVA DE EXCITAÇÃO DOS TC'S – TENSÃO SECUNDÁRIA X CORRENTE DE EXCITAÇÃO.....	28
FIGURA 9 - CIRCUITO EQUIVALENTE DE UM TRANSFORMADOR DE CORRENTE.....	33
FIGURA 10 - CURVA DE EXCITAÇÃO DE UM TRANSFORMADOR DE CORRENTE – TENSÃO SECUNDÁRIA X CORRENTE DE EXCITAÇÃO.....	34
FIGURA 11 - TRÊS CONJUNTOS CONSTITUÍDOS POR TRÊS FASORES EQUILIBRADOS QUE REPRESENTAM OS CONJUNTOS DE FASORES DAS SEQÜÊNCIAS POSITIVA, NEGATIVA E ZERO.....	40
FIGURA 12 - CORRENTE TÍPICA DE CURTO-CIRCUITO.....	48
FIGURA 13 - SISTEMA EXEMPLO PARA CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO.....	53
FIGURA 14 - CIRCUITO EQUIVALENTE DE SEQÜÊNCIA POSITIVO.....	53
FIGURA 15 - CIRCUITO EQUIVALENTE DE THÉVENIN PARA CURTO TRIFÁSICO.....	55
FIGURA 16 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA CURTO MONOFÁSICO.....	56
FIGURA 17 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO.....	58
FIGURA 18 - DIAGRAMA DO SISTEMA PARA CURTO BIFÁSICO.....	59
FIGURA 19 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO.....	60
FIGURA 20 - DIAGRAMA DO SISTEMA PARA CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO PARA TERRA.....	61
FIGURA 21 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA CURTO BIFÁSICO-TERRA.....	62
FIGURA 22 - PROTEÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO EM ALTA-TENSÃO.....	65
FIGURA 23 - ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO PARA UM RELÉ DE SOBRECORRENTE DE TEMPO INVERSO.....	71
FIGURA 24 - DIFERENTES INCLINAÇÕES DAS CURVAS DE TEMPO X MÚLTIPLO.....	72
FIGURA 25 - CURVA DO TEMPO DE OPERAÇÃO DO RELÉ 50/51.....	73
FIGURA 26 - EXEMPLO DE ATUAÇÃO DO RELÉ DE SOBRECORRENTE 50/51.....	74
FIGURA 27 - ESQUEMA DE LIGAÇÃO DO RELÉ DE NEUTRO.....	75
FIGURA 28 - EXEMPLO DE LT A SER CONSIDERADO.....	80
FIGURA 29 - OBTENÇÃO DO TEMPO DE ATUAÇÃO DO RELÉ B.....	81
FIGURA 30 - OBTENÇÃO DA CURVA DO RELÉ A.....	81
FIGURA 31 - PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO DE RELÉS DE SOBRECORRENTE.....	82
FIGURA 32 - TELA DO PTW.....	85
FIGURA 33 - REPRESENTAÇÃO DE ENTRADA DE DADOS DA BARRA.....	87
FIGURA 34 - LAYOUT I DE ENTRADA DE DADOS DO GERADOR.....	88
FIGURA 35 - LAYOUT II DE ENTRADA DE DADOS DO GERADOR.....	89
FIGURA 36 - LAYOUT DE ENTRADA DE DADOS DE TRANSFORMADORES.....	90
FIGURA 37 - LAYOUT I DE ENTRADA DE DADOS DE RELÉ DE SOBRECORRENTE DE FASE.....	91
FIGURA 38 - LAYOUT II DE ENTRADA DE DADOS DE RELÉ DE SOBRECORRENTE DE FASE.....	92
FIGURA 39 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA RADIAL.....	94

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - RELAÇÕES NOMINAIS SIMPLES DO TC	24
TABELA 2 - NÍVEL BÁSICO DE ISOLAMENTO – NÍVEIS PARA TRANSFORMADORES DE CORRENTE ..	25
TABELA 3 - NÍVEIS DE ISOLAMENTO PARA EQUIPAMENTO DE TENSÃO MÁXIMA NÃO INFERIOR A 92 KV E NÃO SUPORTAR A 242 KV	25
TABELA 4 - NÍVEIS DE ISOLAMENTO PARA EQUIPAMENTO DE TENSÃO MÁXIMA NÃO INFERIOR A 362 KV E NÃO SUPERIOR A 765 KV	26
TABELA 5 - TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL PARA TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE TENSÃO MÁXIMA NÃO INFERIOR A 362 KV E NÃO INFERIOR A 765 KV	26
TABELA 6 - CARGAS NOMINAIS PARA TC'S DE 5 A DE CORRENTE SECUNDÁRIA PELA ABNT.	29
TABELA 7 - CARGAS NOMINAIS PARA TC'S DE 5 A DE CORRENTE SECUNDÁRIA PELA ANSI.....	30
TABELA 8 - QUADRO COMPARATIVO DAS CARGAS NOMINAIS NORMAS ANSI E ABNT	30
TABELA 9 - CLASSES DE EXATIDÃO PARA TC'S DE MEDIÇÃO	32
TABELA 10 - TENSÃO SECUNDÁRIA NORMALIZADA	36
TABELA 11 - FATOR TÉRMICO NOMINAL – ABNT E ANSI.....	37
TABELA 12 - DADOS GERAIS DOS CIRCUITOS DO SISTEMA	95
TABELA 13 - DADOS GERAIS DOS ELEMENTOS DO SISTEMA	95
TABELA 14 - VALORES DAS CORRENTES DE CURTO CIRCUITO PARA CADA BARRA	96
TABELA 15 - AJUSTES EM RELÉS DE SOBRECORRENTE	107
TABELA 16 - VALORES DAS CORRENTES DE CURTO CIRCUITO PARA CADA BARRA	107
TABELA 17 - AJUSTES EM RELÉS DE SOBRECORRENTE	118
TABELA 18 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO TRIFÁSICO NA BARRA 6.....	119
TABELA 19 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO TRIFÁSICO A 86% LT 26	119
TABELA 20 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO TRIFÁSICO NA BARRA 2.....	120
TABELA 21 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO TRIFÁSICO A 86% DA LT 42.....	120
TABELA 22 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO TRIFÁSICO NA BARRA 4	121
TABELA 23 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO TRIFÁSICO A 86% DA LT 34.....	121
TABELA 24 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO TRIFÁSICO NA BARRA 3.....	122
TABELA 25 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO TRIFÁSICO A 86% DA LT13	122
TABELA 26 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO TRIFÁSICO NA BARRA 1	123
TABELA 27 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO FASE TERRA NA BARRA 6.....	124
TABELA 28 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO FASE TERRA NA BARRA 2	124
TABELA 29 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO FASE TERRA NA BARRA 4.....	125
TABELA 30 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO FASE TERRA NA BARRA 3	125
TABELA 31 - TEMPO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA CURTO FASE TERRA NA BARRA 1	126

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

A estrutura de um país pode ser caracterizada por seus aspectos sociais, históricos, culturais de grande relevância, mas podemos também evidenciar o desenvolvimento e as formas de aproveitamento de suas fontes de energia. A tecnologia por sua vez, vem ocupando uma posição de destaque no mundo globalizado. Quando fala-se de tecnologia, podemos citar que essas fontes energéticas tem a sua parcela de contribuição para o crescimento do mesmo.

Atualmente estamos apreciando o crescimento do sistema elétrico brasileiro e com isso regiões menos favorecidas com relação à energia elétrica passam a ser beneficiados. O ideal é que todos saiam ganhando com a expansão do setor elétrico.

O sistema elétrico de potência são grandes sistemas de energia que englobam a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O sistema de transmissão liga a geração aos centros consumidores, já o sistema de distribuição se encarrega de levar a energia elétrica aos consumidores individuais.

Em nosso país, a natureza privilegiada acabou nos levando a incentivar a opção hidrelétrica, devido ao grande número de rios caudalosos capazes de gerar energia em grande escala. Além das hidroelétricas, mencionemos outra forma de produzir energia elétrica através de usinas térmicas, que queimam o combustível. A energia produzida tanto pelas hidrelétricas como pelas térmicas chega às subestações através dos transformadores, que elevam o nível de tensão. A partir daí, a eletricidade percorre as linhas de transmissão (aéreas ou subterrâneas) até as cercanias da região onde será consumida pela população.

Para termos um sistema elétrico eficiente, é necessário um planejamento quanto à operação, manutenção e proteção do mesmo. Quando citamos esses itens, podemos dizer que há estudos que demandam a realização de simulação (computacional e ensaio de laboratório) do comportamento dos diversos equipamentos existentes frente às tensões e correntes resultantes de condições normais e de perturbações. As perturbações mais severas são os curtos circuitos que ocorrem devido a rupturas de isolação entre fases ou entre fase e terra causadas por descargas

atmosféricas que atingem a linha de transmissão, galhos de árvores, incêndios, acúmulo de resíduos/poluição entre outros efeitos.

Atualmente é possível fazer essa análise de estudo de curto circuito fazendo simulações por programas computacionais.

A partir desse conhecimento da intensidade de corrente, existe a necessidade de se considerar o valor da corrente nos períodos de tempo, subtransitório, transitório e de regime permanente para especificação de equipamentos, além da componente DC associada a relação R/X do sistema. Com isso, podemos realizar os seguintes tipos de estudos e análises:

- 1) Determinar as capacidades nominais dos equipamentos;
- 2) Cálculo de ajustes dos relés de proteção;
- 3) Cálculo dos esforços mecânicos nos elementos estruturais dos equipamentos;
- 4) Calcular malha de aterramento;
- 5) Estabilidade;
- 6) Fluxo de Potência;
- 7) Harmônicos.

Com relação aos estudos de proteção, podemos dizer que são feitos os ajustes nos parâmetros dos relés no sistema para que estes tenham a percepção de enxergar essa corrente de curto circuito e por sua vez enviar a informação para que os disjuntores ou seccionadores venham a isolar todo o sistema comprometido pelo curto circuito. Os relés devem operar o mais rápido possível, dentro da sua seletividade de proteção. A coordenação de relés de sobrecorrente é uma estratégia de proteção, onde para qualquer corrente de curto circuito, há uma escada de tempo no sentido do relé de vanguarda para os relés de retaguarda, de modo a garantir e permitir seletividade no desligamento do sistema.

Ao selecionar os tipos de relés a serem utilizados e definidos de acordo com seus ajustes, é comum a realização de simulações de defeitos em determinados pontos do sistema. A realização

de cálculos de forma manual é de certa forma inviável, ou seja, a melhor maneira é a obtenção dos parâmetros de defeitos por programas computacionais.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo demonstrar a capacidade do software PTW para os ajustes e coordenação da proteção de sobrecorrente num sistema radial. A partir do conhecimento de valores de curto circuito obtidos pelo software PTW, será possível ajustar os relés de sobrecorrente utilizados no sistema, assim como também obter a coordenação e seletividade dos mesmos. De acordo com as curvas características dos relés de sobrecorrente, podemos obter o tempo de atuação para eliminação do curto circuito num determinado sistema. Para complementação do trabalho, será determinada a classe de exatidão para cada Transformador de Corrente utilizado. A classe de exatidão será obtida levando-se em consideração a norma ANSI.

1.2 Visão geral do texto

Para o desenvolvimento do projeto, o conteúdo foi dividido em capítulos para facilitar o entendimento do leitor ao longo do texto.

Visando o entendimento sobre a definição do equipamento utilizado, o capítulo 2 traz informações sobre o Transformador de Corrente (TC) e suas aplicações na proteção de sistemas elétricos. Serão apresentadas as características dos mesmos, formas de ligações, relações de transformação (RTC), tipos de TC's utilizados, fator e limite térmico entre outros tópicos.

Em seguida, no capítulo 3, será apresentada uma introdução sobre métodos de componentes simétricas para uma melhor compreensão dos princípios utilizados no cálculo para obter as correntes de curto circuito. Este método é imprescindível para os cálculos realizados em caso de curtos-circuitos assimétricos.

Já no capítulo 4, é apresentada uma análise das correntes de curto-circuito e de suas propriedades e componentes. Além disso, são destacadas as particularidades dos casos de curtos-circuitos simétricos e assimétricos e também serão apresentados os métodos de cálculo das correntes utilizando componentes simétricas a partir da utilização da matriz Zbarra em alguns casos.

No capítulo 5 são apresentadas informações sobre os tipos de relés de sobrecorrente e suas características, assim como a operação do mesmo. Também será feita uma referência em relação aos relés digitais e indicação dos métodos de ajuste e coordenação dos relés de sobrecorrente em um sistema de potência.

O capítulo 6 apresenta informações sobre o programa PTW e descreve algumas facilidades para ajuste e coordenação de relés de sobrecorrente.

No capítulo 7 é apresentado os resultados de ajustes e coordenação dos relés de sobrecorrente utilizando o programa PTW. Também será determinada a classe de exatidão para cada TC utilizado, considerando a norma ANSI.

O capítulo 8 é dedicado às conclusões do trabalho.

CAPÍTULO 2: TRANSFORMADOR DE CORRENTE (TC) E SUAS APLICAÇÕES

2.1 Introdução

As informações de tensões e correntes cada vez mais elevadas são de extrema importância quando se trata da expansão dos sistemas elétricos. São evidentes as informações de valores dos mesmos para controlar e proteger estes sistemas. Com a impossibilidade de dispormos de instrumentos que meçam diretamente essas grandezas, utilizamos transformadores de instrumentos, para obtermos valores de tensão e corrente que se adaptem aos instrumentos disponíveis. Quando se trata de tensão, utilizamos os transformadores de potencial (TP) e para corrente temos os transformadores de corrente (TC).

Os transformadores de corrente e potencial são transformadores destinados apenas a alimentar os equipamentos de medição, controle e proteção. Os transformadores de corrente apresentam a impedância, vista pelo lado do enrolamento primário (enrolamento ligado em série com o circuito de alta tensão) como desprezível, comparadas com a do sistema ao qual está instalado, mesmo que se leve em consideração a carga que se liga ao seu secundário. De maneira que a corrente que circula no primário dos transformadores de corrente é definida pelo circuito de potência, chamado de primário.

2.2 Normas Técnicas

As normas técnicas utilizadas para especificação dos transformadores de corrente são:

2.2.1 ABNT:

- Transformadores para instrumentação (Terminologia), NBR – 6546
- Transformadores de corrente método de ensaio, NBR – 6821
- Transformadores de corrente especificação, NBR – 6856

2.2.2 ANSI:

- C57.13

Standart Requiriments for Instruments Transformers.

2.2.3 IEC:

- Publicação 185

Corrent Transformers (Transformateurs de Courant).

A norma técnica a ser utilizada para determinar a especificação técnica do equipamento é de responsabilidade do projetista, de tal forma que seja evidente a utilização da mais recente edição da norma escolhida.

2.3 Especificação Técnica de Transformadores de Corrente

2.3.1 Condições de Instalação.

Os transformadores de corrente são projetados para operarem em local com altitude não superior a 1000 m, com temperatura máxima ambiente não superior a 40 °C e média não superior a 30 °C e mínima de -10 °C em qualquer período de 24 horas, podendo ser instalados em locais com condições desde que os valores nominais sejam corrigidos. [5,6]

Quando o transformador de corrente solicitar valores permissíveis de fator térmico para temperaturas fora do que esta dito, o fabricante deve fornecê-los em tabela mostrando, para cada valor de temperatura do ar ambiente o valor máximo do fator térmico que o TC é capaz de suportar, sem exceder os limites de elevação de temperatura.

2.3.2 Tipo de Isolamento

Os transformadores de corrente geralmente apresentam isolamento classe A (105 °C) ou classe B (130 °C), em função do material isolante utilizado. Geralmente, os transformadores de corrente para uso interno utilizam isolamento material seco e os transformadores de corrente para uso externo utilizam uma envoltória de massa isolante imersa em líquido isolante. Para uso moderno, a tendência é que sempre que possível, o uso de transformadores de corrente moldados em resina sintética.

2.4 Tipos de Serviços

Os transformadores de corrente são classificados em função do tipo de serviço a ser executado, podendo ser:

- Transformadores de corrente para serviço de medição;
- Transformadores de corrente para serviço de proteção.

Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e a ANSI, esses ainda se subdividem em:

- **Classe A (ABNT) / Classe T (ANSI)** – Possui alta impedância interna, isso é, aquela cuja reatância de dispersão do enrolamento secundário apreciável;
- **Classe B (ABNT) / Classe C (ANSI)** – Possui baixa impedância interna, isto é, aquele cuja reatância de dispersão do enrolamento secundário possui valor desprezível.

Entre os transformadores de corrente da Classe B (ABNT) ou classe C (ANSI), temos o de núcleo toroidal com enrolamento secundário uniformemente distribuído.

2.5 Tipo de Construção Mecânica

São classificados de acordo com o modelo do enrolamento primário, já que o enrolamento secundário é constituído por uma bobina com derivações (taps) ou múltiplas bobinas ligadas em série e/ou paralelo, para se obter diferentes relações de transformação. Quanto aos tipos construtivos, os TCs mais comuns são:

2.5.1 Primário Enrolado

Este tipo é usado quando são requeridas relações de transformações inferiores a 200/5. Possui isolamento limitada e portanto, se aplicam em circuitos até 15 kV. Ocorre quando o enrolamento primário, constituído de uma ou mais espiras, envolve o núcleo do transformador.

Características:

- Nível de isolamento: 600 V;
- Corrente primária 5 A até 400 A;
- Corrente de secundário;
- Exatidão em 50 / 60 Hz;

2.5.2 Barra

Transformador de corrente cujo enrolamento primário é constituído por uma barra, montada permanentemente através do núcleo do transformador.

2.5.3 Bucha

Consiste de um núcleo em forma de anel (núcleo toroidal), com enrolamentos secundários. O núcleo fica situado ao redor de uma “bucha” de isolamento, através da qual passa um condutor, que substituirá o enrolamento secundário. Este tipo de TC é comumente encontrado no interior das buchas de disjuntores, transformadores, religadores, etc.

2.5.4 Janela

Tem construção similar ao tipo bucha, sendo que o meio isolante entre o primário e o secundário é o ar. O enrolamento primário é o próprio condutor do circuito, que passa por dentro da janela.

2.5.5 Posição Livre

Os transformadores de corrente do tipo tanque são indicados para tensões de 765 V e correntes acima de 3000 A. Seu uso é justificado em todos os casos em que há necessidade de recombinação para obtenção de outras relações de transformação.

2.5.6 Tipo Pedestal

Os transformadores de corrente deste tipo têm sua massa concentrada (núcleo e isolamento líquido) na base do equipamento, de forma a proporcionar maior estabilidade mecânica buscando compensar a altura elevada da bucha. O enrolamento primário é reforçado de forma a suportar os esforços mecânicos oriundos de corrente de curto-circuito.

2.5.7 Tipo Invertido

No caso dos transformadores de corrente do tipo invertido, o enrolamento primário consiste em uma barra estacionária é envolvido pelo enrolamento secundário em forma de toróide.

2.5.8 Núcleo Dividido

Transformador de corrente tipo janela em que parte do núcleo é separável ou basculante, para facilitar o enlaçamento do condutor primário.

2.5.9 Vários Enrolamentos Primários (ABNT)

Os vários enrolamentos primários que constituem este transformador têm isolamentos individualizados e diferenciados.

2.5.10 Vários Núcleos

Transformador de corrente com vários enrolamentos secundários isolados separadamente e montados cada um com seu próprio núcleo, formando um conjunto com um único enrolamento primário, cujas espiras enlaçam todos os secundários.

2.6 Representação de um Transformador de Corrente

Em virtude da diversificação na representação dos transformadores de corrente, é transcrito neste item a representação adotada na ABNT. Todos os transformadores de corrente devem possuir indicações de:

- Correntes primárias e secundárias em amperes ou correntes primárias e secundárias na forma de relações nominal de correntes;
- As correntes primárias nominais e as relações nominais devem ser escritas em ordem crescente;
- O hífen deve ser usado para separar as correntes nominais de enrolamentos diferentes;
- Barra (*I*) é usada para separar as correntes primárias ou relações obtidas por meio de derivações, nos enrolamentos primários ou secundários;
- Verso (*X*) é usado para separar correntes primárias ou relações que podem ser obtidas de um enrolamento cujas bobinas podem ser combinadas em série ou paralelo.

2.6.1 Marcação dos terminais

Os terminais dos transformadores de corrente devem ser adequadamente identificados para facilitar a ligação correta, quer, quando apenas as marcas de polaridade nos transformadores de dois enrolamentos sem derivações, quer usando além destas uma letra e algarismos em cada um dos terminais dos transformadores, de mais de dois enrolamentos, derivações ou relações múltiplas. [5,6]

Quando for usada marcação individual nos terminais a letra distinguirá o enrolamento a que pertence o terminal.

P – Terminal do enrolamento primário, ABNT; (H segundo ANSI).

S – Terminal do enrolamento secundário, ABNT; (X segundo ANSI).

Quando o transformador de corrente permite religamento deverão constar do próprio transformador as ligações necessárias para sua correta execução.

Relação única:

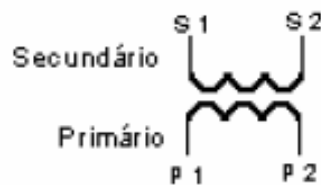


Figura 1 – Relação única

Transformador de corrente religável:

Dupla relação com primário em duas seções destinadas à ligação série paralelo.

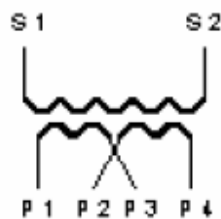


Figura 2 – Transformador de corrente religável

Transformador de corrente com relações múltiplas:

Relação múltipla com primário em várias seções destinadas a ligação série-paralelo.

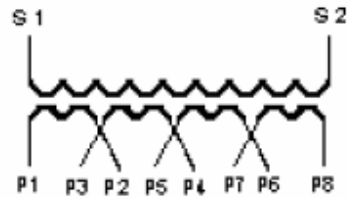


Figura 3 – Ligação série-paralelo

Duas relações com derivação no primário

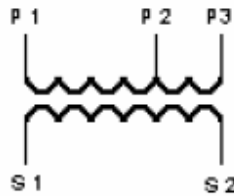


Figura 4 – Duas relações com derivação no primário

Duas relações com derivações no secundário

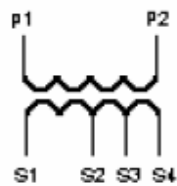


Figura 5 – Duas relações com derivações no secundário

Dois enrolamentos primários

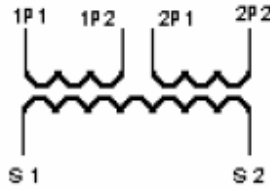


Figura 6 – Dois enrolamentos primários

Dois enrolamentos secundários

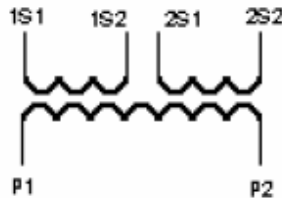


Figura 7 – Dois enrolamentos secundários

2.7 Características para Especificações de Transformadores de Corrente

Valores Nominais Característicos:

1. Corrente(s) primária(s) nominal(is) e relação(ões) nominal(is)
2. Tensão máxima e níveis de isolamento
3. Frequência nominal
4. Carga nominal
5. Classe de exatidão nominal
6. Tensão Secundária normalizada
7. Fator térmico nominal
8. Limite de corrente de curta duração nominal para efeito térmico – Corrente Térmica
9. Limite de corrente de curta duração nominal para efeito mecânico – Corrente dinâmica
10. Uso interno ou externo

2.7.1 Corrente(s) primária(s) nominal(s) e relação(ões) nominal(s)

É de conhecimento que as correntes primárias nominais e as relações de transformação nominais são padronizadas de acordo com as normas estabelecidas. A corrente no secundário é de fato comum igual a 5 A. De acordo com as normas ANSI e ABNT, os transformadores para medição devem ser de acordo de que a corrente de serviço esteja entre 10 e 100% da corrente primária nominal pelo fato de que os paralelogramos de exatidão são para esta faixa. Abaixo serão ilustradas através da Tabela 1 as relações nominais simples para um TC, ou seja, as relações de transformação padronizadas.

Tabela 1 - Relações Nominais simples do TC

Corrente primária nominal	Relação Nominal	Corrente primária nominal	Relação Nominal	Corrente primária nominal	Relação Nominal
5	1 : 1	100	20 : 1	1200	240 : 1
10	2 : 1	150	30 : 1	1500	300 : 1
15	3 : 1	200	40 : 1	2000	400 : 1
20	4 : 1	250	50 : 1	2500	500 : 1
25	5 : 1	300	60 : 1	3000	600 : 1
30	6 : 1	400	80 : 1	4000	800 : 1
40	8 : 1	500	100 : 1	5000	1000 : 1
50	10 : 1	600	120 : 1	6000	1200 : 1
60	12 : 1	800	160 : 1	8000	1600 : 1
75	15 : 1	1000	200 : 1		

2.7.2 Tensão máxima e níveis de isolamento

Quando se trata de nível de isolamento nominal, é significativo relacionar com a máxima de tensão do circuito ao qual o transformador de corrente vai ser conectado e corresponder a padronização NBR – 6856. Abaixo temos os níveis de isolamento indicado na Tabela 2.

Nível Básico de Isolamento

Tabela 2 - Nível Básico de Isolamento – Níveis para transformadores de corrente

Tensão Nominal do Sistema (kV)	Tensão máxima (fase terra) (kV)	NBI e tensão de crista (kV)
0,6	0,38	10
2,4	1,53	45
4,8	3,06	60
8,32	5,29	75
13,8	8,9	110 ou 95
25	16	150 ou 125
34,5	22	200 ou 150
46	29	250
69	44	350
115	73	550 ou 450
138	88	650 ou 550
161	102	750 ou 650
230	146	1050 ou 900

As tabelas 3, 4 e 5, a seguir definem a relação entre os níveis de isolamento e as tensões máximas de linha conforme a norma ABNT.

Tabela 3 - Níveis de isolamento para equipamento de tensão máxima não inferior a 92 kV e não suportar a 242 kV

Tensão máxima do equipamento kV (eficaz)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico kV (crista)	Tensão suportável nominal de impulso de manobra a frequência industrial kV (eficaz)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico com impulso cortado kV (crista)
1	2	3	4
92,4	380 450	150 185	418 495
145	550 650	230 275	605 715
169	650 750	275 325	715 825
242	850 950 1050	360 395 460	935 1045 1155

Tabela 4 - Níveis de isolamento para equipamento de tensão máxima não inferior a 362 kV e não superior a 765 kV.

Tensão máxima do equipamento kV (crista)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico kV (crista)	Tensão suportável nominal de impulso de manobra a frequência industrial kV (crista)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico com impulso cortado kV (crista)
1	2	3	4
362	1050	850	1155
		950	
	1175	950	1292
		1050	
		1300	1430
460	1425	1050	1567
		1175	
	1550	1175	1705
		1175	1705
550	1425	1050	1567
		1175	
	1550	1175	1705
		1300	
		1800	1980
765	1800	1300	1980
		1425	
	1950		2145
	2100		2310

Tabela 5 - Tensão suportável nominal à frequência industrial para transformador de corrente de tensão máxima não inferior a 362 kV e não inferior a 765 kV.

Tensão máxima do equipamento kV (eficaz)	Tensão suportável nominal a frequência industrial kV (eficaz)
1	2
362	450
460	565
550	650
765	830

2.7.3 Freqüência Nominal

A freqüência nominal estabelecida para especificação do Transformador de Corrente é de 60 Hz.

2.7.4 Cargas Nominais para Transformadores de Corrente

É de conhecimento geral que a precisão dos Transformadores de Corrente esta relacionada com as cargas que os mesmos alimentam. De certa forma, a carga externa pode ser constituída por impedância em termos de resistência e reatância ou em termos de potência e fator de potência, ou seja, em volt-ampéres (VA). Estes termos determinam o que é consumido na impedância da carga com corrente secundária nominal.

Diversos fabricantes mostram em catálogos e publicações, as cargas do relé, medidores, etc. que, por sua vez, junto com as impedâncias de interligação, permitem o cálculo da carga total equivalente imposta aos TC's. Os transformadores de corrente utilizados para medição apresenta uma precisão na faixa entre 10% a 120% da corrente nominal, quando conectados a carga nominal.

Os transformadores de corrente utilizados para proteção apresentam uma característica linear até a tensão secundária que corresponde à máxima corrente de defeito que circula na carga conectada.

2.7.4.1 Tensão Secundária nominal

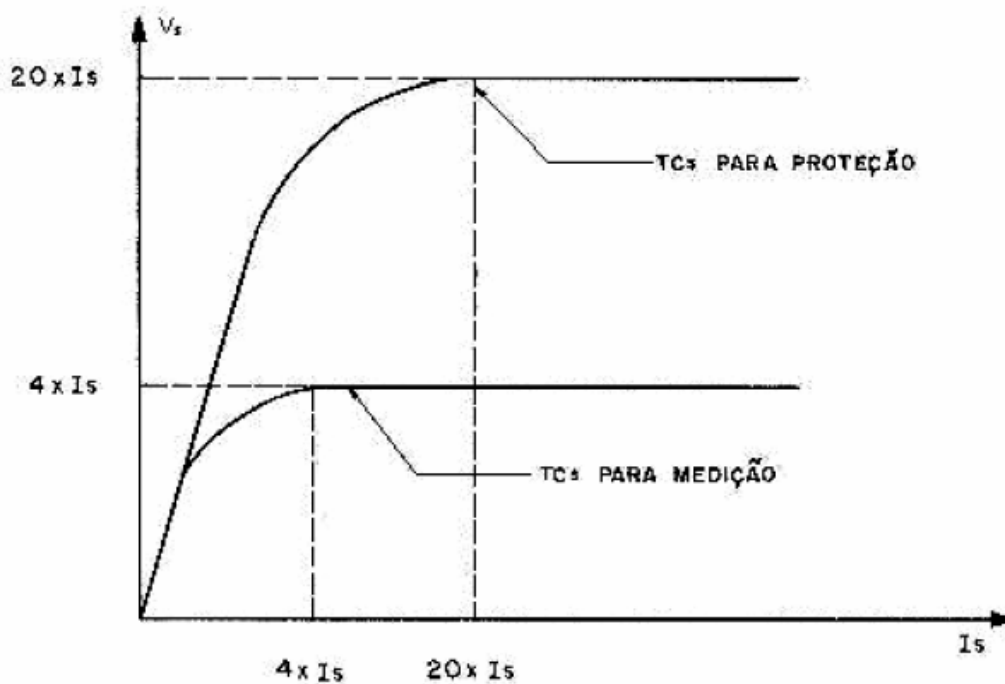
Trata-se da tensão que aparece nos terminais da carga nominal localizada no secundário do TC, quando circula uma corrente em torno de 20 vezes a corrente secundária nominal, considerando que o erro de relação não exceda o valor especificado para uma corrente secundária nominal de 5 A.

Quanto ao dimensionamento de TC's para análise de projetos, os mesmos apresentam dificuldades quando se trata da utilização para características duplas como, por exemplo, em proteção e medição.

As normas técnicas existentes indicam as especificações técnicas de transformadores de corrente para uso em medição e proteção. Com isso, é possível uma escolha direta do tipo e característica do transformador de corrente indicado para uma determinada finalidade. Cada uma das normas mais utilizadas (ABNT, ANSI e IEC) apresentam métodos ligeiramente diferentes, que, de modo geral, levam ao mesmo resultado aproximado.

A figura 8 indica as características dos TC's com relação à curva de saturação dos mesmos, comparando as utilizações para medição e proteção.

Figura 8 - Curva de excitação dos TC's –Tensão secundária x corrente de excitação



2.7.4.2 Cargas Nominais para Transformadores de Corrente – ABNT

Considerando TC's com 5 A de corrente nominal secundária e frequência de 60 Hz, serão definidas as cargas na tabela 6. Utilizando a norma ABNT, a simbologia será definida pela letra "C" seguindo por um valor correspondente a carga em volt-ampere (VA) no secundário nominal do TC.

Tabela 6 - Cargas nominais para TC's de 5 A de corrente secundária pela ABNT.

Designação	Potência aparente (VA)	Resistência (Ω)	Resistência Indutiva (Ω)	Impedância (Ω)	Tensão a 20 x 5 A (V)
Fator de potência $f_p = 0,90$					
C 2,5	2,5	0,09	0,044	0,1	10
C 5,0	5	0,18	0,087	0,2	20
C 12,5	12,5	0,45	0,218	0,5	50
C 22,5	22,5	0,81	0,392	0,9	90
C 45	45	1,62	0,785	1,8	180
C 90	90	3,24	1,569	3,6	360
Fator de potência $f_p = 0,50$					
C 50	50	1	1,732	2	200
C 100	100	2	3,464	4	400
C 200	200	4	6,928	8	800

2.7.4.3 Cargas Nominais para Transformadores de Corrente – ANSI

Em relação à nomenclatura utilizada pela norma ANSI, será utilizada a letra "B" seguida pelo número indicando a impedância em Ω referente à carga, como mostra a tabela 7.

Tabela 7 - Cargas nominais para TC's de 5 A de corrente secundária pela ANSI

Carga (Burdens) designação	Resistência (Ω)	Indutância (mH)	Impedância (Ω)	Potência aparente	Fator Potência
Metering Burdens					
B - 0,1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
B - 0,2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9
B - 0,5	0,45	0,58	0,5	15,5	0,9
B - 0,9	0,81	1,04	0,9	22,5	0,9
B - 1,8	1,62	2,08	1,8	45	0,9
Relaying Burdens					
B - 1	0,5	2,3	1,0	25	0,5
B - 2	1,0	4,6	2,0	50	0,5
B - 4	2,0	9,2	4,0	100	0,5
B - 8	4,0	18,4	8,0	200	0,5

A seguir será apresentada a equivalência entre as normas ABNT e ANSI para especificação da classe de exatidão para Transformadores de Corrente.

A idéia da tabela 8 abaixo é para facilitar a comparação de diferentes transformadores de corrente numa unidade básica.

Tabela 8 - Quadro Comparativo das Cargas Nominais Normas ANSI e ABNT

Designação		Resistência (Ω)	Indutância (mH)	Potência Aparente (VA)	Fator de Potência	Impedância (Ω)
ANSI	ABNT					
B - 0,1	C 2,5	0,09	0,116	2,5	0,9	0,1
B - 0,2	C 5,0	0,18	0,232	5	0,9	0,2
B - 0,5	C 12,5	0,45	0,58	12,5	0,9	0,5
B - 1	C 25	0,5	2,3	25	0,5	1
B - 2	C 50	1	4,6	50	0,5	2
B - 4	C 100	2	9,2	100	0,5	4
B - 8	C 200	4	18,4	200	0,5	8

2.7.5 Classe de exatidão nominal

Podemos determinar a classe de exatidão em função do serviço ao qual o TC irá estar submetido.

A seleção da classe de exatidão será focada em duas partes:

- Classe de exatidão para transformador de corrente para serviço de medição;
- Classe de exatidão para transformador de corrente para serviço de proteção.

2.7.5.1 Transformador de Corrente para Serviço de Medição

Os transformadores de corrente utilizado para serviço de medição devem apresentar erros de relação mínimos dentro de cada classe, sendo para correntes nominais entre 10% e 120% da corrente nominal, pois alimentarão medidores inclusive para faturamento. O importante é que eles retratem com exatidão a corrente de serviço normal do circuito.

No caso da ocorrência de curto circuito, é visto que não seja necessário que esta corrente seja transformada com precisão pelos TC's para serviço de medição. A ação desta corrente de curto circuito irá provocar a saturação do núcleo do transformador o que proporcionará auto proteção dos instrumentos conectados ao seu secundário. A tabela 9 refere-se apenas as classes de exatidão referentes aos TC's destinados aos serviços de medição para faturamento e medidas de laboratório; para as normas ANSI e ABNT.

Tabela 9 - **Classes de exatidão para TC's de medição**

Classe de precisão	Aplicação
0,3 ou 0,6	Medidas em laboratórios e medidas para faturamento de energia elétrica.
1,2	Alimentação usual de wattímetros e amperímetros
3	Por não ter limitação do ângulo de fase, não deve ser usada em serviço de medição de potência e energia.

2.7.5.2 Transformadores de Corrente para serviço de Proteção

De acordo com a ABNT, os transformadores de corrente para serviço de proteção podem se subdividir em duas classes:

- **Classe A** – Apresenta alta impedância interna, isto é, aquela cuja a reatância de dispersão do enrolamento secundário possui valor apreciável. Classe T segundo a norma ANSI;
- **Classe B** – Apresenta baixa impedância interna, isto é, aquele cuja reatância de dispersão do enrolamento possui valor desprezível. Podemos citar os transformadores de corrente com núcleo toroidal com enrolamento secundário uniformemente distribuído. Classe C segundo a norma ANSI;

Estes transformadores pela norma ABNT, possuem as seguintes classes de exatidão: 5 e 10. Pela norma ANSI o valor da classe de exatidão é 10.

Os transformadores de corrente de proteção devem estar dentro de sua classe de exatidão para as tensões secundárias nominais e as cargas secundárias nominais.

Podemos considerar que um transformador de corrente esteja dentro de sua classe de exatidão quando, o seu erro percentual de relação não for superior ao valor especificado (5% ou 10%); desde o valor de Isec nominal até o valor de 20 vezes o valor de Isec nominal.

O erro percentual da relação pode ser calculado como:

$$E\% = (I_e/I_s)*100$$

Onde,

I_s – Valor eficaz da corrente secundária considerada

I_e – Valor eficaz da corrente de excitação correspondente

É extremamente necessário que os instrumentos ligados a estes transformadores em forma de carga possuam classe de precisões semelhantes.

2.7.5.3 Cálculo da Exatidão de um Transformador de Corrente

Do ponto de vista eletromagnético, o TC é um transformador comum. Portanto, o seu circuito equivalente é o apresentado na figura 9.

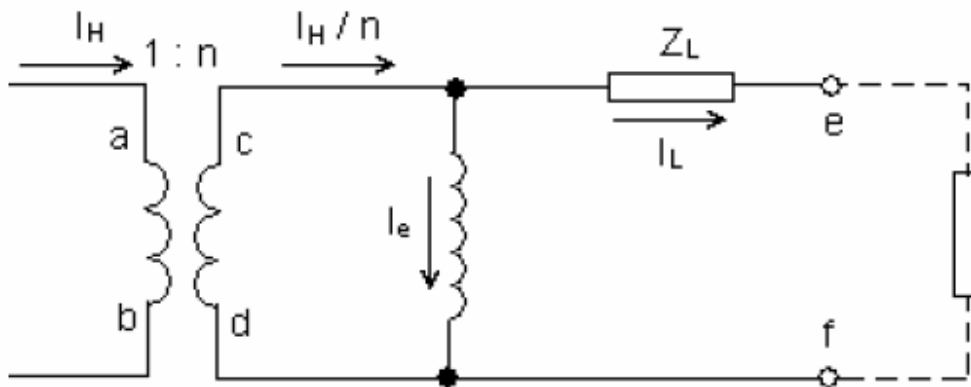


Figura 9 - Circuito equivalente de um Transformador de Corrente

Onde,

Z_L - impedância do secundário referida ao primário;

I_H - corrente no primário

I_L - corrente no secundário do TC, isto é, a que passa pela carga (geralmente relés).

I_e - corrente de magnetização do núcleo do TC. É a corrente necessária para suprir a magnetização do núcleo do TC.

n - relação de transformação do TC.

A corrente de excitação secundária (I_e), está em função da tensão de excitação secundária (E_L) e da impedância de excitação secundária (X_m). A curva que mostra a relação entre E_L com I_e é chamada “curva de excitação secundária” conforme mostrado na figura 10.

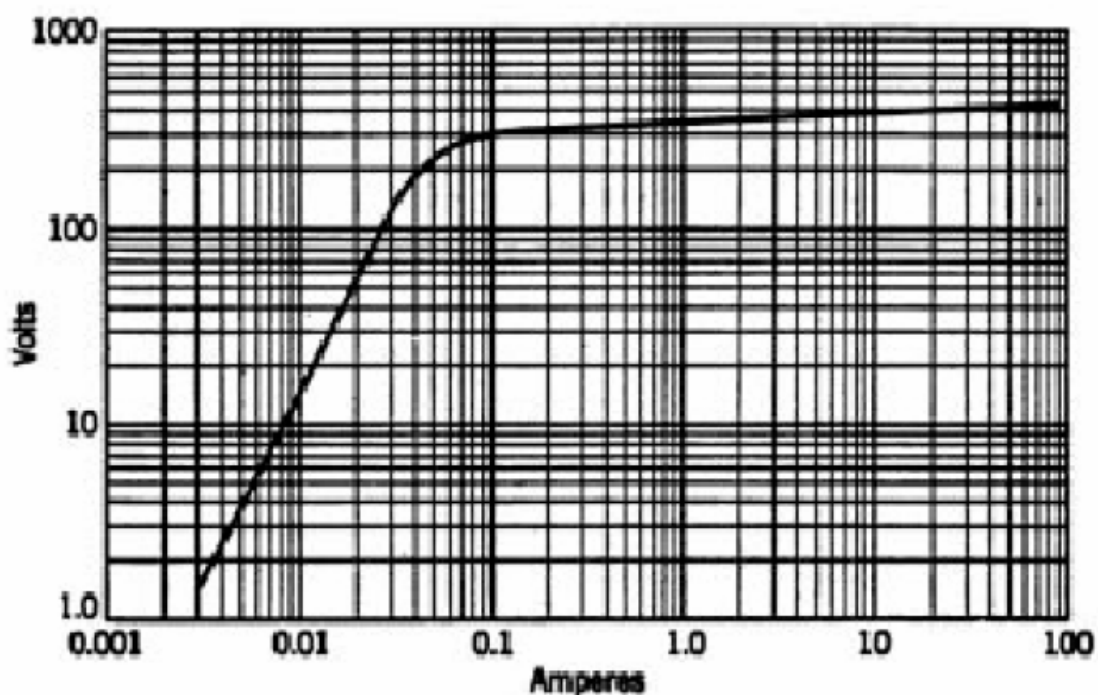


Figura 10 - Curva de excitação de um transformador de corrente – Tensão secundária x corrente de excitação

Se a curva de excitação secundária e a impedância do enrolamento secundário são conhecidas, logo a exatidão da relação de transformação pode ser determinada.

2.7.5.4 Formas de especificação da classe de exatidão

2.7.5.4.1 Serviço de medição

A indicação da classe de exatidão de um transformador de corrente para serviço de medição é feita da seguinte forma:

Registra-se a classe de medição de acordo com sua aplicação, conforme tabela 9, seguida do símbolo de maior carga nominal, conforme tabela 8, com a qual se verifica essa classe de exatidão. Sendo que cada enrolamento secundário deve ter indicada sua classe de exatidão seguida da carga nominal correspondente.

Exemplo:

ABNT – **0,3C2,5**

ANSI – **0,3B0,1**

2.7.5.4.2 Serviço de proteção

A indicação da classe de exatidão de um transformador de corrente para serviço de proteção é feita da seguinte forma:

Registra-se a classe de medição, a classificação do transformador de corrente quanto à impedância interna e em seguida a tensão secundária que aparece nos terminais do transformador de corrente, o qual circula uma corrente que passa pela sua carga secundária, que equivale a 20 vezes a corrente secundária nominal.

Exemplo:

ABNT – 5A200 ou 10A200
ANSI – T200

ABNT – 5B200 ou 10B200
ANSI – C400

2.7.6 Tensão Secundária Normalizada

Essa tensão é calculada baseada numa corrente secundária nominal de 5 A com, a carga de valor normalizado, conforme é mostrado na tabela 10.

Tabela 10 - Tensão secundária normalizada

Tensões Secundárias Normalizadas (V)									
10	20	50	90	100	180	200	360	400	800

2.7.7 Fator Térmico Nominal

Fator térmico (**F.T.**) de um TC é definido como sendo a relação entre a máxima corrente primária admissível em regime permanente e sua corrente nominal.

Um Transformador de Corrente pode operar carregado plenamente e permanentemente até o limite térmico sem prejuízo no desempenho, vida útil e nível de isolamento. Em função do fabricante e da norma, os fatores térmicos podem variar conforme a tabela 11.

Tabela 11 - Fator térmico nominal – ABNT e ANSI

Fator Térmico Nominal	
ABNT	ANSI
1	1
1,2	1,33
1,3	1,5
1,5	2
2	3
	4

A equação abaixo representa a corrente máxima que um transformador de corrente suporta em regime permanente sob condições normais sem exceder os limites de temperatura especificados para sua classe de isolamento.

$$I_{\text{prim.nom}} \times F.T_{\text{nom}} = I_{\text{prim máx.}}$$

2.7.8 Limite de corrente de curta duração nominal para efeito térmico – Corrente térmica

É definido pela ABNT como sendo a máxima corrente de curto-circuito que o Transformador de Corrente pode suportar durante o tempo de 1s, com o secundário em curto, sem exceder os limites de temperatura especificados para sua classe de isolamento. Esse tipo de corrente surge devido a faltas / falhas ocorridas. Para instalações em circuitos protegidos por disjuntor, o limite de corrente de curta duração para efeito térmico (I_t) do transformador de corrente pode ser relacionado como: $I_t > I_{\text{máx}}$ (corrente de interrupção máxima do disjuntor).

2.7.9 Limite de corrente de curta duração nominal para efeito mecânico – Corrente dinâmica.

É definida como sendo o maior valor de corrente primária (valor eficaz) que um transformador de corrente deve suportar durante determinado tempo (normalmente 0,1 segundo), com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem ocasionar dano mecânico, devido às forças eletromagnéticas resultantes – forças de atração e repulsão.

2.7.10 Uso interno ou externo

No caso de equipamento para uso interno é aquele que será instalado abrigado de intempéries. O equipamento de uso externo é aquele instalado ao ar livre, sem abrigo contra as intempéries.

CAPÍTULO 3: MÉTODO DOS COMPONENTES SIMÉTRICOS

Uma das ferramentas mais eficientes para lidar com circuitos desequilibrados polifásicos é o método das componentes simétricas introduzido por C.L. Fortescue. Partindo da investigação matemática e operação do motor de indução em condições de desequilíbrio acentuado, Fortescue estabeleceu os princípios gerais sob os quais a solução de sistemas polifásicos desequilibrados pode ser reduzida à solução de dois ou mais casos equilibrados.

Este método tem se revelado, até os dias atuais, de grande proveito para determinar correntes e tensões ao longo do sistema após a ocorrência do defeito.

3.1 Síntese das componentes simétricas

De acordo com o teorema de Fortescue, estes fasores desequilibrados de um sistema trifásico podem ser resolvidos em três sistemas equilibrados de fasores. Os conjuntos de componentes simétricas balanceadas são:

- **Componentes de seqüência positiva:** Consiste de três fases iguais em magnitudes deslocados entre si de 120° em fase, e com a mesma diferença de fase do fasor original.
- **Componentes de seqüência negativa:** Consiste de três fases iguais em magnitudes deslocados entre si de 120° em fase, e com a diferença de fase contrária do fasor original.
- **Componentes de seqüência zero:** Consiste de três fases iguais em magnitude e com deslocamento zero entre as fases.

Desta maneira, de acordo com o teorema de Fortescue, estes três fasores desequilibrados podem ser substituídos por três sistemas equilibrados de fasores, conforme é mostrado na figura 11. Estes sistemas ou conjuntos equilibrados de fasores são usualmente conhecidos como componentes de seqüência positiva (representada por $A+$, $B+$ e $C+$), seqüência negativa (representada por $A-$, $B-$ e $C-$) e seqüência zero (representada por $A0$, $B0$ e $C0$).

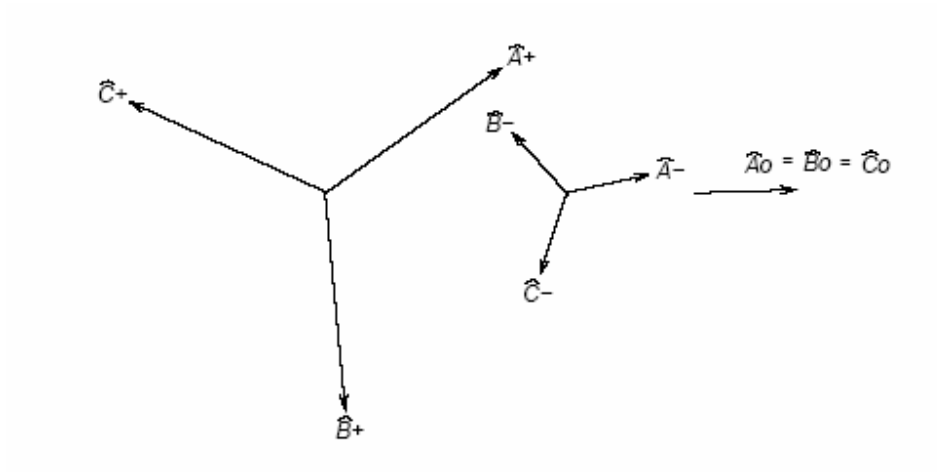


Figura 11 - Três conjuntos constituídos por três fasores equilibrados que representam os conjuntos de fasores das seqüências positiva, negativa e zero.

As três equações que melhor traduzem analiticamente o método das componentes simétricas são:

$$\hat{A} = (\hat{A}+) + (\hat{A}-) + (\hat{A}0) \quad (3.1.1)$$

$$\hat{B} = (\hat{B}+) + (\hat{B}-) + (\hat{B}0) \quad (3.1.2)$$

$$\hat{C} = (\hat{C}+) + (\hat{C}-) + (\hat{C}0) \quad (3.1.3)$$

3.2 Componentes simétricas de fasores assimétricos

A forma pela qual este método é comumente referido na análise de desempenho dos sistemas de potência trifásicos exige a utilização de operadores com o objetivo de indicação simples da rotação de um determinado fasor.

Podemos constatar que o numero de quantidades desconhecidas podem ser reduzidas por expressar cada componente de \hat{B} e \hat{C} como produto de um componente de \hat{A} e algumas funções do operador $\alpha = 1 \angle 120^\circ$. Estes conceitos serão introduzidos, considerando tensão nas três fases através das seguintes relações. Essas equações foram obtidas fazendo analogia às equações (3.1.1), (3.1.2) e (3.1.3).

$$Va = Va^{(0)} + Va^{(+)} + Va^{(-)} \quad (3.2.1)$$

$$Vb = Vb^{(0)} + Vb^{(+)} + Vb^{(-)} \quad (3.2.2)$$

$$Vc = Vc^{(0)} + Vc^{(+)} + Vc^{(-)} \quad (3.2.3)$$

Através do conceito de fasores, sabemos que:

$$\begin{aligned} Vb^{(0)} &= Va^{(0)} & Vc^{(0)} &= Va^{(0)} \\ Vb^{(+)} &= \alpha^2 Va^{(+)} & Vc^{(+)} &= \alpha Va^{(+)} \\ Vb^{(-)} &= \alpha Va^{(-)} & Vc^{(-)} &= \alpha^2 Va^{(-)} \end{aligned} \quad (3.2.4)$$

Repetindo a Eq. (3.2.1) e substituindo as Eqs. (3.2.4) em (3.2.2) e (3.2.3), temos:

$$Va = Va^{(0)} + Va^{(+)} + Va^{(-)} \quad (3.2.5)$$

$$Vb = Va^{(0)} + \alpha^2 Va^{(+)} + \alpha Va^{(-)} \quad (3.2.6)$$

$$Vc = Va^{(0)} + \alpha Va^{(+)} + \alpha^2 Va^{(-)} \quad (3.2.7)$$

e com isso obtemos a seguinte matriz,

$$\begin{pmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Va^{(0)} \\ Va^{(+)} \\ Va^{(-)} \end{pmatrix} = A \begin{pmatrix} Va^{(0)} \\ Va^{(+)} \\ Va^{(-)} \end{pmatrix} \quad (3.2.8)$$

onde por conveniência, deixamos

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{pmatrix} \quad (3.2.9)$$

Então como pode ser facilmente verificado,

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{pmatrix} \quad (3.2.10)$$

e multiplicando ambos os lados da eq. (3.2.8) por A^{-1} , temos:

$$\begin{pmatrix} Va^{(0)} \\ Va^{(+)} \\ Va^{(-)} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{pmatrix} = A^{-1} \begin{pmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{pmatrix} \quad (3.2.11)$$

Esta última relação matricial indica como é possível decompor as três fasores representativos de um sistema assimétrico ou desequilibrado em seus componentes simétricos e permite afirmar que, quando a soma dos fasores desequilibrados Va , Vb e Vc (tensões fase-fase) for nula, seus componentes de seqüência zero serão nulos.

As equações anteriores poderiam ser escritas para qualquer conjunto de fasores, ou seja, poderíamos ter escrito essa condição também para corrente. Eles podem ser resolvidos analiticamente ou graficamente, porque algumas das equações anteriores são tão fundamentais, que são resumidas por correntes.

Em um sistema trifásico, a soma das correntes de linha (ou de fase) é igual à corrente In de circulação pelo neutro, de forma que:

$$In = Ia + Ib + Ic = 3.Iao \quad (3.2.12)$$

Na ausência de um retorno pelo neutro em um sistema trifásico, a corrente de neutro I_n é nula e então as correntes de linha não possuirão componentes de seqüência zero.

Um exemplo típico desse caso acontece com uma carga ligada em delta. Este tipo de ligação não apresenta retorno pelo neutro e, portanto, as correntes de linha que circulam na alimentação deste tipo de carga também não apresentam componentes de seqüência zero.

3.3 Impedâncias de seqüência

Dentre os principais motivos para a obtenção das impedâncias de seqüência de um sistema de potencia será como intuito de permitir a montagem dos circuitos de seqüência.

O circuito equivalente de seqüência mostra os caminhos para a circulação de componentes de corrente em sua respectiva seqüência de fases. Apenas os circuitos de seqüência positiva possuem forças eletromotrizes produzidas por geradores síncronos ou fontes equivalentes, já que são nulas suas componentes de seqüência zero e negativo.

Em qualquer parte de um circuito, a circulação de componentes de seqüência de correntes trifásicas desequilibradas provoca uma queda de tensão uma vez que o mesmo depende da impedância de seqüência daquela parte do circuito. A impedância de seqüência positiva vista por uma corrente de uma determinada seqüência pode se diferir da impedância vista por outra componente de seqüência.

As impedâncias de tais circuitos são independentes da ordem de fases aplicadas para tensões equilibradas uma vez que as impedâncias de seqüência positiva e negativa de um sistema de transmissão são idênticas. Por outro lado, a impedância de seqüência zero de uma linha de transmissão é diferente das impedâncias de seqüências positiva e negativa.

Ao circular uma corrente de seqüência zero em uma linha de transmissão, elas terão as mesmas amplitudes e os mesmos ângulos de fase. Com isso, o retorno dessas correntes ocorre, naturalmente, pela terra, por cabos aéreos aterrados, ou até mesmo por ambos.

Pelo fato das correntes de seqüência zero ser iguais em cada condutor, os campos magnéticos associado a essas correntes são diferentes das componentes de seqüência positiva e negativa.

Isto resulta em reatâncias de seqüência zero de uma linha de transmissão da ordem de 2 a 3 vezes maior do que a reatância de seqüência positiva. Para linhas de transmissão de circuito duplo e linhas sem pára-raios, esta relação tende a aumentar ainda mais.

As impedâncias de seqüência para máquinas síncronas são diferentes entre si, considerando projeto de rotor de pólos lisos ou de rotor com pólos salientes.

Considerando cargas equilibradas e ligadas em Y (estrela), as componentes de impedâncias zero, positiva e negativa, são iguais. Para cargas ligadas em Δ (triângulo), as impedâncias de seqüência zero são supostamente infinitas.

As impedâncias de seqüência zero podem apresentar valor diferente daquele associado às impedâncias de seqüências positiva e negativa, considerando transformadores trifásicos.

Por razões de simplificações as impedâncias série de todas as seqüências são iguais, mesmo não levando em consideração o tipo do núcleo do transformador a ser utilizado.

3.4 Circuitos de Sequência

É de conhecimento geral que, o circuito equivalente monofásico formado pela representação de elementos através das impedâncias de seqüência é definido como circuito de seqüência. Para cada seqüência, o circuito equivalente indica os caminhos para a circulação das componentes de corrente.

Sabemos que para sistemas trifásicos equilibrados não há componente de seqüência zero e que as tensões geradas são apenas de seqüência positiva. O circuito de seqüência positiva apresenta uma fonte de tensão em série com a impedância de seqüência positiva, enquanto que nos circuitos de seqüência positiva e seqüência negativa não possuem fontes de tensão em suas composições.

Para representação de condições de defeitos assimétricos, circuitos de seqüência conduzindo correntes $Ia^{(+)}$, $Ia^{(-)}$, $Ia^{(0)}$ são interligados ao circuito. Para determinação de correntes de curto-circuito, convém determinar as impedâncias de seqüência, as combinações destas para formar os circuitos de seqüência e a conexão entre estes.

CAPÍTULO 4: A IMPORTÂNCIA DOS ESTUDOS DE CURTO CIRCUITO

Curto-circuito é o nome dado ao conjunto de fenômenos que ocorrem quando dois ou mais pontos que estão sob diferença de potencial em um circuito elétrico são ligados entre si, intencionalmente ou acidentalmente, através de uma impedância que pode ou não ser desprezível. Essa ligação pode ser metálica, quando se diz há um curto-circuito franco, por um arco elétrico que é a situação mais comum, ou ainda através de um objeto como um galho de árvore.

Os estudos de curto-circuito são de grande importância para a análise de sistemas de potência, pois através disso podemos determinar a seleção de disjuntores, tempo de atuação dos relés de sobrecorrente e dimensionamento de TC's de proteção.

Para permitir os ajustes dos relés de sobrecorrente e dimensionamento de TC's, o que vem a ser apresentando pelo projeto em questão, é necessário realizar os cálculos de curto-circuito.

4.1 Características Gerais

Os curtos-circuitos são causados por uma falha de isolamento sólida, líquida ou gasosa que sustenta a tensão entre condutores ou entre condutores e terra. Os defeitos que ocorrem ao longo dos circuitos de transmissão e/ou nas estações geradoras e de manobra de um sistema elétrico de potência podem ser classificadas como transitórias, semi-transitórias ou permanentes.

Para um sistema elétrico trifásico, podem ocorrer os quatro seguintes tipos de defeitos.

- Trifásico;
- Monofásico ou fase terra;
- Bifásico;
- Bifásico para terra.

Levantamentos estatísticos, segundo [1], indicam que a ocorrência dos tipos de defeitos em sistema de potência é verificada pelos seguintes dados probabilísticos:

- Curtos-circuitos trifásicos: 5%
- Curtos-circuitos bifásicos: 15%
- Curtos-circuitos bifásicos para terra: 10%
- Curtos-circuitos monofásicos: 70%

Se tratando dessas falhas, as mesmas trazem conseqüências indesejáveis a um sistema de transmissão como por exemplo: superaquecimento, tensões desbalanceadas que perturbam a carga e sobrecarregam o isolamento da geração e dos cabos, forças eletromagnéticas atípicas, danos mecânicos e perda de estabilidade síncrona.

As correntes de curto-circuito são de maneira geral, muito mais elevada que as correntes nominais e se no caso não for interrompida, poderá causar riscos para pessoas (principalmente nos casos que envolvem a terra) e comprometer a vida útil do equipamento.

Ao ocorrer o curto-circuito, podemos dizer que num curto intervalo de tempo a corrente se eleva de tal maneira que pode chegar a 10 (dez) vezes o valor da corrente nominal do circuito. Em seguida, a corrente de curto-circuito diminui exponencialmente passando por valores subtransitório e transitório, para depois alcançar o valor permanente de curto-circuito.

No momento que a corrente atinge o valor permanente, começa a ser considerado o efeito térmico. Condutores ou partes condutores começam a sofrer modificações em sua estrutura, ou seja, irão sofrer dilatação devido a esse superaquecimento provocado pela corrente de curto-circuito. Este tipo de estrago compromete a isolação dos cabos condutores, conforme o caso. No caso dos curtos-circuitos através de arcos elétricos, podem ocorrer ainda explosões e incêndios.

Dentre os principais tipos de curto-circuito, o curto-circuito trifásico é equilibrado, ou seja, apenas os estudos envolvendo curtos trifásicos apresentam apenas circuitos de seqüência positiva. Para os curtos assimétricos (monofásicos e bifásicos com ou sem terra) são necessários, também, os circuitos de seqüência negativa e zero.

Além disso, é sabido que motores síncronos, contribuem para o aumento da corrente de curto-circuito, enquanto que transformadores, reatores e condutores contribuem para redução dessas correntes.

4.2 Transitórios em circuitos séries RL

A seleção de um disjuntor para um sistema de transmissão depende não somente da corrente e sim em transportar essa mesma corrente em condições normais de funcionamento, mas também sobre a corrente máxima que terá de proceder momentaneamente. A corrente poderá ter de interromper a tensão em que é colocado.

A fim de abordagem do problema de calcular a corrente inicial quando um sistema é curto-circuitado, consideramos que acontece quando uma tensão CA é aplicada ao circuito contendo valores constantes de resistência e indutância. É aplicada uma tensão de $V \max \text{sen}(\omega t + \alpha)$, quando t é zero no momento de aplicação da tensão. Então, α determina a intensidade de tensão quando o circuito é fechado. Se a tensão instantânea é zero e aumentando em um sentido positivo quando a chave é fechada, α é zero. Se a tensão é positiva em seu valor máximo instantâneo, α é $\frac{\pi}{2}$.

A equação diferencial é:

$$V \max \text{sen}(\omega t + \alpha) = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (4.2.1)$$

A solução da equação (4.1) é:

$$i = \frac{V \max}{|Z|} [\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \text{sen}(\alpha - \theta)] \quad (4.2.2)$$

onde $|Z| = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$ e $\theta = \text{tg}^{-1}\left(\frac{\omega L}{R}\right)$.

O primeiro termo da equação (4.2.2) representa a componente CA, que possui a frequência da rede. O segundo termo é a componente CC, responsável pela assimetria que as correntes de curto podem apresentar, sendo a constante de tempo em função da relação $\frac{X}{R}$ da rede.

A assimetria que as correntes de curto podem apresentar depende do valor da tensão no instante de aplicação do defeito. Se essa tensão for nula, a assimetria será máxima e vice-versa. Considerando-se I_{cc_0} como sendo o valor inicial da componente CC da corrente de curto, tem-se que:

Se $\alpha - \theta = 0$ ou $\alpha - \theta = \pi$, temos $I_{cc_0} = 0$

Enquanto que, se $\alpha - \theta = (+/-)\frac{\pi}{2}$, então I_{cc_0} é o valor máximo da componente CC.

A figura 12 mostra uma curva típica de curto-circuito.

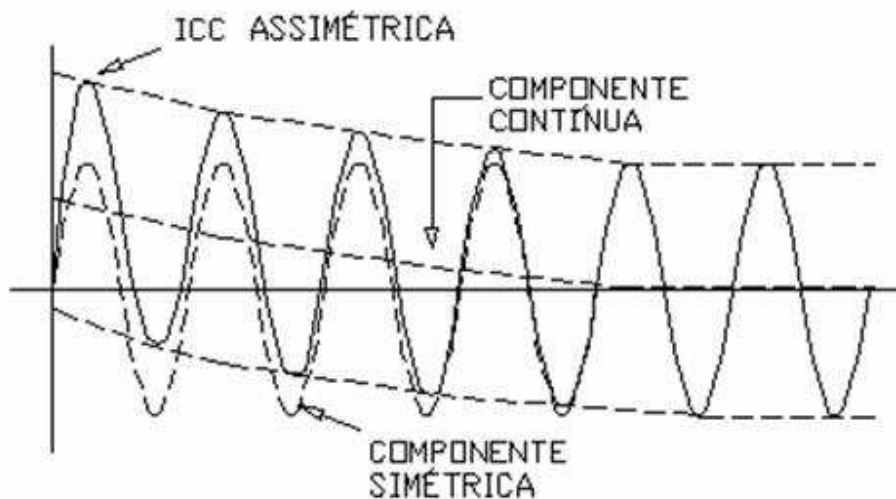


Figura 12 - Corrente típica de curto-circuito

No instante inicial da senóide, a corrente se apresenta deslocada em relação ao eixo dos tempos, isso devido à contribuição da componente de corrente contínua, que se anula depois de um tempo de acordo com a relação X/R da rede.

Em uma máquina síncrona o fluxo sobre o gap não é o mesmo no instante quando ocorre o curto-circuito e sim para instantes um pouco mais adiantes. A mudança do fluxo é determinada pela ação combinada do campo, da armadura, e dos enrolamentos amortecedores constituintes do rotor. Após a ocorrência do curto, os períodos subtransitório, transitórios e regime permanente são caracterizados pela reatância subtransitória X_d'' , a reatância transitória X_d' , e reatância de regime permanente X_d , respectivamente. Estas reatâncias têm valores crescentes (que é, $X_d'' < X_d' < X_d$) e as componentes correspondentes de correntes de curto-circuito tem intensidades decrescentes ($|I''| > |I'| > |I|$). Com a remoção da componente CC, a corrente inicial simétrica rms passa a ter o valor da componente CA da corrente, imediatamente após a ocorrência da falta.

4.3 Matriz Z_{barra} : Aplicação para Curto-Circuito

A matriz Z_{barra} tem a aplicação de relacionar as injeções de correntes dos geradores, cargas, etc., com as tensões nodais (das barras), conforme está descrito pela equação:

$$\dot{V}_n = Z_{barra} \dot{I}_n \quad (4.3.1)$$

onde,

\dot{V}_n é o vetor de tensões nas “n” barras;

\dot{I}_n é o vetor de injeção de corrente.

Durante a ocorrência de um curto-circuito num ponto P qualquer do sistema, as tensões do sistema podem ser calculadas conforme abaixo:

$$\begin{aligned} \dot{V}_f &= Z_{barra} (\dot{I}_{cg} - \dot{I}_{cc}) \\ \dot{V}_f &= Z_{barra} \dot{I}_{cg} - Z_{barra} \dot{I}_{cc} \\ \dot{V}_f &= \dot{V}_{pf} - Z_{barra} \dot{I}_{cc} \end{aligned} \quad (4.3.2)$$

onde:

\dot{V}_f é o vetor de tensão das barras.

\dot{I}_{cg} é o vetor de corrente de carga.

\dot{I}_{cc} é o vetor de injeção de corrente nas barras, sendo que somente na barra p aparece o valor da corrente de curto.

\dot{V}_{pf} é o vetor de tensão pré-falta.

Ao curto circuitar a barra p , é válida a equação a seguir:

$$0 = V_{pf}(p) - Z_{pp} I_{cc}(p) \quad (4.3.3)$$

onde:

$V_{pf}(p)$ é a tensão pré falta na barra p (normalmente para efeito de cálculo, considera-se o valor de 1,0 pu);

Z_{pp} é a impedância vista pela barra de defeito (impedância de Thévenin);

$I_{cc}(p)$ é a corrente de curto-circuito na barra sob defeito.

Logo, temos:

$$I_{cc}(p) = \frac{V_{pf}(p)}{Z_{pp}} \quad (4.3.4)$$

Quanto à tensão $V_f(i)$ em uma das demais barras do sistema, podemos escrever:

$$V_f(i) = V_{pf}(i) - Z_{ip} I_{cc}(p) \quad (4.3.5)$$

onde:

$V_f(i)$ é a tensão de defeito na i -ésima barra do sistema;

$V_{pf}(i)$ é a tensão pré falta na barra i ;

Z_{ip} é a impedância de transferência entre a p -ésima barra (barra de defeito) e a i -ésima barra do sistema (elemento da matriz Z_{barra}).

Em relação às contribuições dos circuitos para corrente de defeito, podemos determinar que:

$$I_{cc}(if) = \frac{-I_{cc}(p) \cdot (Z_{ip} - Z_{jp})}{Z_{ij}} \quad (4.3.6)$$

onde:

$I_{cc}(if)$ é a corrente de contribuição em um determinado ramo do sistema;

$I_{cc}(p)$ é a corrente de curto na barra de defeito (p -ésima barra);

Z_{ip} , Z_{jp} são as impedâncias de transferência entre cada uma das barras i e j e o ponto do defeito p (elementos da matriz Z_{barra});

Z_{ij} é a impedância do elemento de Z_{barra} entre as duas barras i e j .

Esta aplicação de matriz Z_{barra} em seqüência positiva pode também ser considerada para as matrizes Z_{barra} de seqüência negativa e zero. Utilizando as matrizes de seqüência e fixando as interligações adequadas para circuitos de seqüência, podem ser calculadas todas as contribuições para a corrente de defeito e tensões ao longo do sistema durante os curtos assimétricos fase-terra, fase-fase e fase-fase-terra.

4.4 Curto-Circuito Trifásico Simétrico

Em sistemas trifásicos equilibrados não há componentes de seqüência zero e negativa nas tensões e correntes pré ou pós-falta. Com isso, as tensões que se desenvolvem ao longo do sistema elétrico são apenas de seqüência positiva, visto que os geradores têm a função de transmitir tensões trifásicas equilibradas. Desta forma, podemos definir que o curto-circuito trifásico não provoca desequilíbrio no sistema e que todos os condutores da rede sejam solicitados de modo idêntico e conduzem o mesmo valor eficaz da corrente de defeito.

4.4.1 Cálculo de Curto-Circuito Trifásico

Para melhor exemplificação de cálculo de curto-circuito trifásico, iremos considerar um sistema A interligado com um sistema B, conforme ilustrado na figura 13.

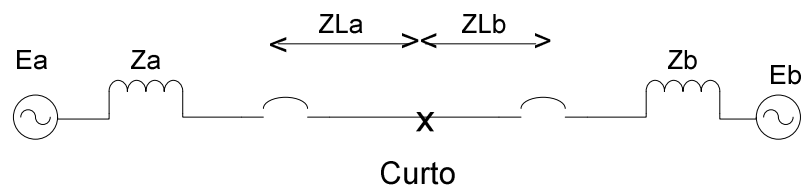


Figura 13 - Sistema exemplo para cálculo de curto-circuito

O único circuito equivalente ao do circuito acima para efeito de cálculo de curto-circuito é o de seqüência positiva. A sua representação segue na figura 14.

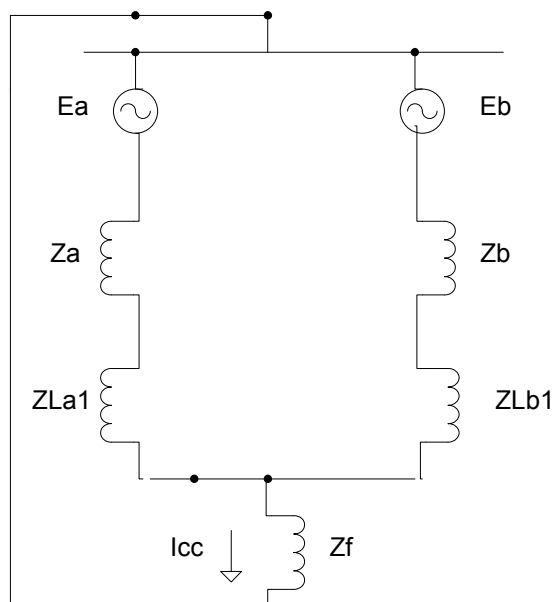


Figura 14 - Circuito equivalente de seqüência positivo

Onde:

Z_a – Impedância equivalente de seqüência positiva do sistema A;

Z_{La1} – Impedância da linha entre o sistema A e o ponto de falta;

E_a – Tensão de seqüência positiva do sistema A;

Z_b – Impedância equivalente de seqüência positiva do sistema B;
 Z_{Lb1} – Impedância da linha entre o sistema B e o ponto de falta;
 E_b – Tensão de seqüência positiva do sistema ;
 Z_f – Impedância do defeito.

Pelo teorema de Thévenin, a corrente de curto-circuito em determinado ponto do sistema é dada por:

$$I_{cc} = \frac{V_{th}}{(Z_{Th} + Z_f)} \quad (4.4.1.1)$$

Determinando o equivalente de Thévenin no ponto de defeito, temos que:

$$Z_{th} = \frac{[(Z_a + Z_{La1}) \cdot (Z_b + Z_{Lb1})]}{(Z_a + Z_b + Z_L)} \quad (4.4.1.2)$$

onde, Z_L representa a impedância total da linha. A impedância de Thévenin pode também ser extraída da matriz Zbarra do sistema, como veremos no item seguinte. Se as fontes de tensão A e B são iguais e estejam na mesma fase, podemos dizer que $E_{th} = E_a = E_b = E$ e, com isso a corrente de curto será:

$$I_{cc} = \frac{E}{(Z_{Th} + Z_f)} \quad (4.4.1.3)$$

onde,

$E = V_{th}$ - Tensão equivalente no ponto de defeito (tensão pré falta)

I_{cc} - Corrente no ponto de defeito.

Desta forma, o circuito equivalente de Thévenin para curto trifásico pode ser representado conforme a figura 15:

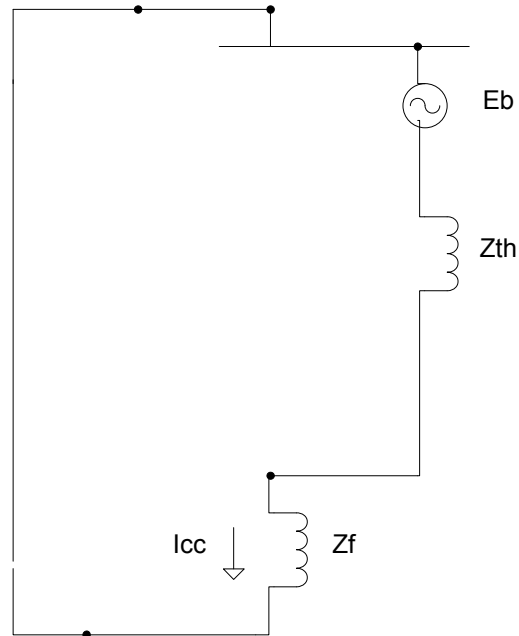


Figura 15 - Circuito equivalente de Thévenin para curto trifásico

4.5 Curto-Circuito Assimétrico

A maioria das faltas que ocorrem em sistema potência são as faltas assimétricas, que pode ser constituída de curto-circuito assimétrico, faltas assimétricas através de impedâncias, ou condutores abertos. Os defeitos assimétricos ocorrem entre duas fases, entre uma fase e terra ou entre duas fases e terra. O caminho da corrente de curto entre duas fases ou de fase para terra podem ou não conter impedância. Uma vez que qualquer defeito assimétrico venha a causar fluxo de correntes desequilibradas no sistema, o método de componentes simétricas em uma análise para determinar as correntes e tensões em todas as partes do sistema após a ocorrência da falta.

Circuitos de seqüência conduzindo as componentes de corrente $I_{a0}, I_a^{(+)}, I_a^{(-)}$ são interligados com o intuito de representar as diversas condições de defeito desequilibrados (assimétricos).

4.5.1 Curto-circuito fase-terra (Monofásico)

Para análise de defeito fase-terra, é necessário obter os circuitos equivalentes de seqüência positiva, negativa e zero. Estes circuitos são ligados em série no ponto de defeito conforme mostra a figura 16.

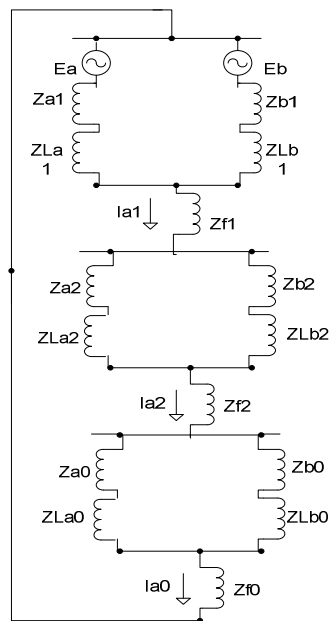


Figura 16 - Circuito equivalente para curto monofásico

Onde:

Za1 – Impedância de seqüência positiva equivalente do sistema A;

ZLa1 – Impedância de seqüência positiva da linha entre o sistema A e o ponto de defeito;

Zb1 – Impedância de seqüência positiva equivalente do sistema B;

ZLb1 – Impedância de seqüência positiva da linha entre o sistema B e o ponto de defeito;

Zf1 – Impedância de defeito de seqüência positiva;

Z_{a2} – Impedância de seqüência negativa equivalente do sistema A;
 Z_{La2} – Impedância de seqüência negativa da linha entre o sistema A e ponto de defeito;
 Z_{b2} – Impedância de seqüência negativa equivalente do sistema B;
 Z_{Lb2} – Impedância de seqüência negativa da linha entre o sistema B e o ponto de defeito;
 Z_{f2} – Impedância de defeito de seqüência positiva;
 Z_{a0} – Impedância de seqüência zero equivalente do sistema A;
 Z_{La0} – Impedância de seqüência zero da linha entre o sistema A e o ponto de defeito;
 Z_{b0} – Impedância de seqüência zero equivalente do sistema B;
 Z_{Lb0} – Impedância de seqüência zero da linha entre o sistema B e o ponto de defeito;
 Z_{f0} – Impedância de defeito de seqüência zero;

Considerando que:

$$Z_{Th1} = \frac{[(Z_{A1} + Z_{LA1}) \cdot (Z_{b1} + Z_{Lb1})]}{(Z_{A1} + Z_{B1} + Z_{L1})} \quad (4.5.1.1)$$

$$Z_{Th2} = \frac{[(Z_{A2} + Z_{LA2}) \cdot (Z_{b2} + Z_{Lb2})]}{(Z_{A2} + Z_{B2} + Z_{L2})} \quad (4.5.1.2)$$

$$Z_{Th0} = \frac{[(Z_{A0} + Z_{LA0}) \cdot (Z_{b0} + Z_{Lb0})]}{(Z_{A0} + Z_{B0} + Z_{L0})} \quad (4.5.1.3)$$

$$\text{e ainda que } Z_{f1} = Z_{f2} = 0 \text{ e } Z_{f0} = 3Z_f \quad (4.5.1.4)$$

Pelo circuito equivalente ilustrado na Fig.4.5.1.a podemos determinar as seguintes componentes de seqüência de correntes e para a corrente de defeito na fase a:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{E}{(Z_{th1} + Z_{th2} + Z_{th0} + 3Z_f)} \quad (4.5.1.5)$$

$$I_{\text{curto}} = I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 3 \cdot I_{a1} \quad (4.5.1.6)$$

Como o curto ocorre na fase A, temos que:

$$I_b = I_c = 0 \quad (4.5.1.7)$$

Com isso, podemos representar o circuito equivalente conforme a figura 17.

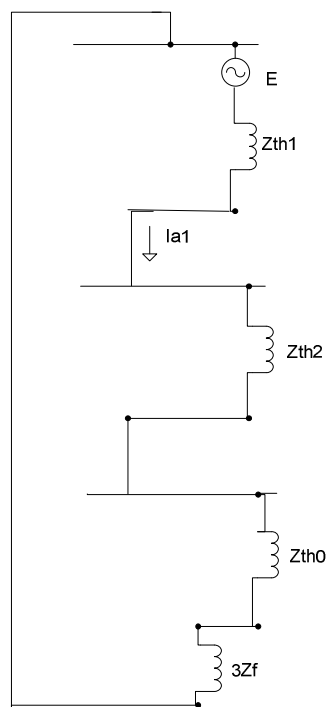


Figura 17 - Circuito equivalente para curto-circuito monofásico

4.5.2 Curto-circuito bifásico

Trata-se do tipo de curto existente entre duas fases e com isso são necessários para efeito de análise os circuitos equivalentes de seqüência positiva e negativa. Estes equivalentes estão

conectados em paralelo, conforme mostra o diagrama da Figura 18 para um curto entre as fases *b* e *c*.

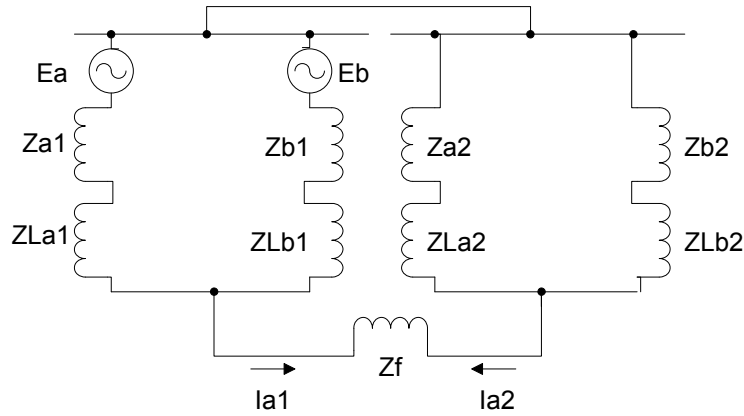


Figura 18 - Diagrama do Sistema para curto bifásico

Como o curto ocorre entre as fases *b* e *c*, sabemos que:

$$I_a = 0 \text{ e } I_b = -I_c \quad (4.5.2.1)$$

Logo:

$$I_{a0} = 0 \text{ e } I_{a1} = -I_{a2} \quad (4.5.2.2)$$

Sabendo-se que Z_{th1} e Z_{th2} são definidos conforme as equações (4.5.1.1) e (4.5.1.2), podemos dizer que:

$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{E}{(Z_{th1} + Z_{th2} + Z_f)} \quad (4.5.2.3)$$

O circuito equivalente de Thévenin será apresentado na Figura 19.

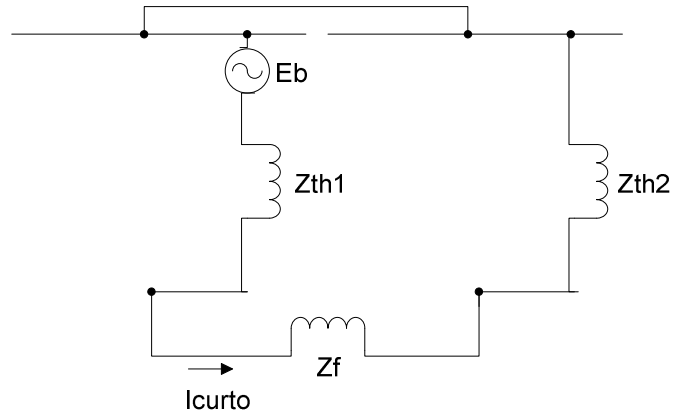


Figura 19 - Circuito equivalente para curto-circuito bifásico.

4.5.3 Curto-circuito bifásico-terra

Nesse caso em que os curtos bifásicos envolvem a terra, é necessário também o circuito equivalente de seqüência zero do sistema elétrico. A representação do circuito para curto-circuito bifásico-terra é apresentada na Figura 20, para curtos entre as fases *b* e *c*.

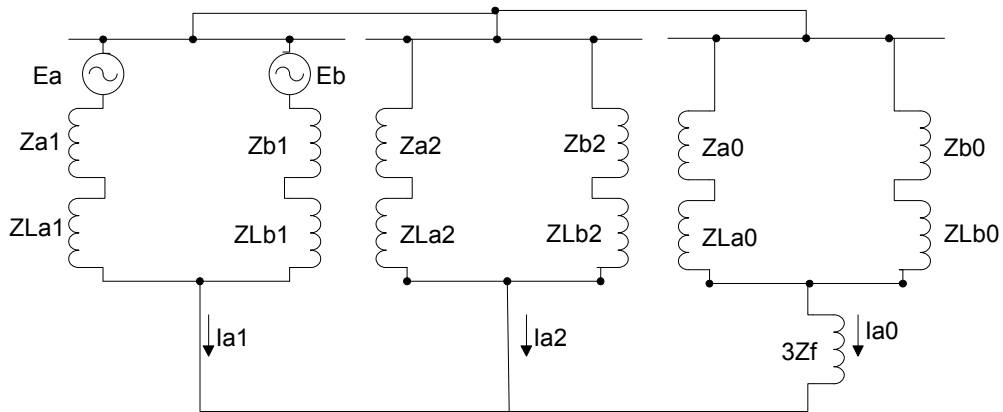


Figura 20 - Diagrama do sistema para curto-circuito bifásico para terra.

Sabendo-se que Z_{th1} , Z_{th2} e Z_{th0} são definidos conforme as equações (4.5.1.1), (4.5.1.2) e (4.5.1.3), respectivamente, as correntes de seqüência podem ser representadas conforme as seguintes equações:

$$I_{a1} = \frac{E}{Z_{th1} + [Z_{th2} // (Z_{th0} + 3Z_f)]} \quad (4.5.3.1)$$

$$I_{a2} = \frac{-I_{a1}(Z_{th0} + 3Z_f)}{(Z_{th2} + Z_{th0} + 3Z_f)} \quad (4.5.3.2)$$

$$I_{a0} = \frac{-I_{a1}Z_{th2}}{(Z_{th2} + Z_{th0} + 3Z_f)} \quad (4.5.3.3)$$

Visto que:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (4.5.3.4)$$

Logo:

$$I_{curto} = 2I_{a0} - I_{a1} - I_{a2} \quad (4.5.3.5)$$

O circuito equivalente de Thévenin será apresentado na Figura 21.

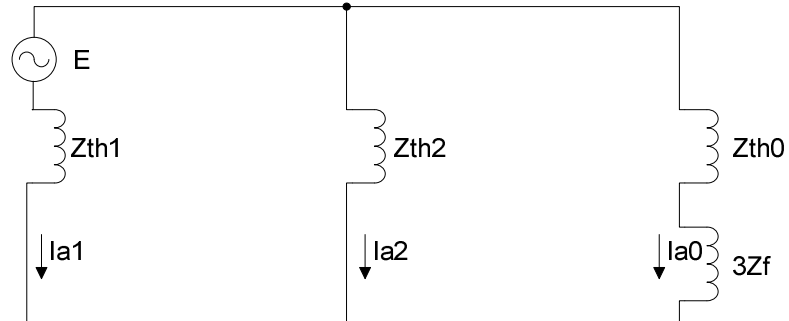


Figura 21 - Circuito equivalente para curto bifásico-terra

CAPÍTULO 5: UTILIZAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

Como características do sistema de proteção elétrico, sabemos que o mesmo tem a função de proteger o sistema em si contra ocorrência de curto-circuito e atuar de maneira segura. Na decorrência de um curto-circuito, sabemos que podem causar danos a equipamentos utilizados na transmissão, geração, distribuição, interromper fornecimento de energia elétrica e causar riscos de vida as pessoas que por ventura possam estar próximas ou até mesmo distantes do ponto onde ocorreu a falha. Por isso é necessário a utilização da proteção de sistema elétrico, onde por sua vez são comandadas por relés.

As proteções contra sobrecorrentes (curto circuitos) e sobretensões (descargas atmosféricas) são de certo modo necessários para os sistemas elétricos. Para proteção de sobrecorrente, os relés de sobrecorrente têm a função de identificar, sinalizar o defeito e localizar da maneira mais exata possível.

Para estudos de maior seletividade, podemos recorrer aos relés de distância e relés de sobrecorrente com função direcional, e com isso contribuir para uma proteção possuindo uma maior confiabilidade.

Dentre as funções básicas da proteção temos como principais características:

1. Minimizar ou evitar danos materiais;
2. Eficiência na continuidade do serviço;
3. Isolar um equipamento que se apresentou defeituoso e com isso retirar-lo da função de operação;
4. Proteger a integridade física de operadores, animais e usuários do sistema;
5. Redução de despesas com manutenção corretiva.

5.1 Aspectos principais quanto a sistemas de proteção

Os relés de proteção em uma forma geral devem ser extremamente sensíveis para que possa ser operado com confiança. Para desempenhar seu papel em um sistema de potência, os relés necessitam das seguintes propriedades:

- **Velocidade** – O sistema de proteção deverá ser eficiente, possibilitando o rápido desligamento do trecho ou equipamento defeituoso.

- **Seletividade** – O sistema de proteção deverá ser capaz de reconhecer e selecionar as condições de operação afim de evitar desligamentos desnecessários. A função da seletividade é de isolar o equipamento defeituoso do sistema.

- **Sensibilidade** – A proteção deverá ser capaz de responder as anormalidades com menor margem de tolerância possível entre a operação e não operação dos equipamentos. O equipamento deve operar com segurança, mesmo em caso da ocorrência de correntes de desequilíbrio ou de defeito.

- **Confiabilidade** – É a operação do sistema com maior qualidade e eficiência, ou seja, funcionamento com segurança e todas as circunstâncias operativas.

5.2 Subdivisão da atuação do sistema de proteção

Podemos definir que um sistema de proteção podem se dividir em três níveis, que podemos determinar como: principal, retaguarda e auxiliar.

Sobre os níveis de proteção podemos notar que caso ocorra um defeito dentro da zona protegida, a proteção principal é que deverá atuar primeiro desligando todos os disjuntores que estão na zona de atuação.

A proteção de retaguarda é aquela que somente deverá atuar na ocorrência de uma eventual falha da proteção principal.

A proteção auxiliar é constituída de funções auxiliares das proteções principais e de retaguarda. Seus objetivos são sinalização, alarme, temporização, intertravamento, etc.

A figura 22 mostra um exemplo de proteção de equipamentos de um sistema elétrico. Nela constam os níveis de atuação da proteção que foram citados logo acima.

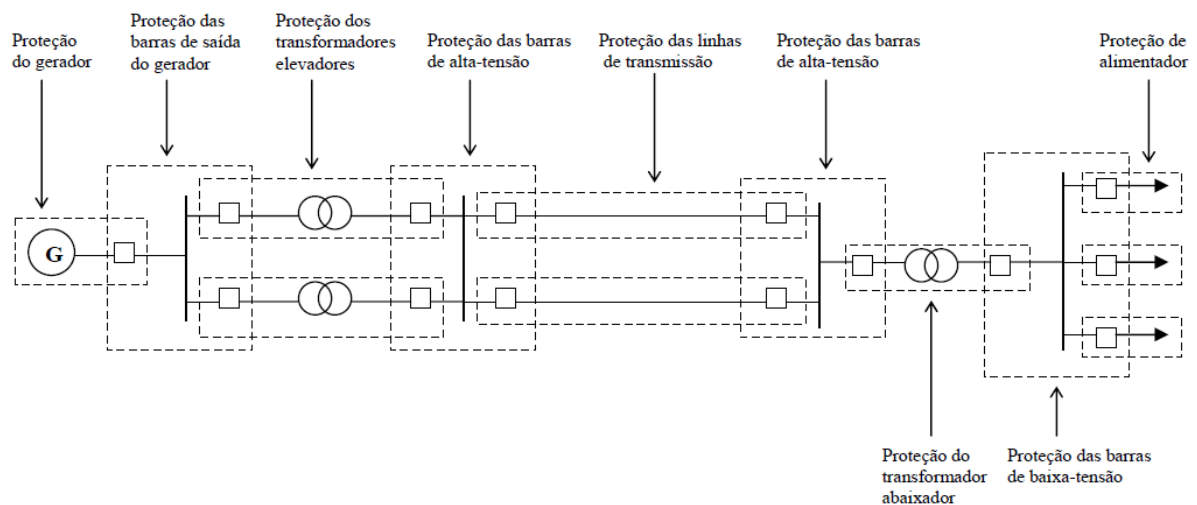


Figura 22 - Proteção de um sistema elétrico em alta-tensão

5.3 Relé de Sobrecorrente (50/51)

Conforme está indicado no nome, os relés de sobrecorrente têm como característica a corrente como sua forma de poder de atuação. Esse relé atua para uma corrente maior que a do seu ajuste. Quando a corrente de curto-circuito ultrapassa a corrente de ajuste do sensor do relé, o mesmo atua instantaneamente ou temporizado, conforme a necessidade.

Os relés de sobrecorrente podem ser classificados quanto aos aspectos construtivos, atuação no circuito a proteger, instalação, corrente de ajuste e tempo de atuação.

Quanto aos aspectos construtivos temos:

- **Relés Eletromecânicos** – são os relés tradicionais, ou seja, os primeiros da proteção, projetados, elaborados e construídos com predominância de movimentos mecânicos resultantes dos acoplamentos elétricos e magnéticos. Os movimentos mecânicos acionam o relé, fechando os contatos correspondentes.
- **Relés Estáticos** – são relés construídos com dispositivos eletrônicos, próprios e específicos aos objetivos da proteção. Nestes relés, não há dispositivo mecânico em movimento, todos os comandos e operações são feitos eletronicamente. Atualmente estes relés estão sendo substituídos por relés digitais.
- **Relés Digitais** – são relés eletrônicos gerenciados por microprocessadores. São microprocessadores específicos para esta finalidade. São controlados por um software, onde os dados, registros e calibrações são digitados. Tem como vantagem o fato de não ter necessidade de variação física nos parâmetros dos elementos do circuito (hardware), porém todos os comandos são efetuados pelo software. O relé digital pode realizar várias funções tais como: proteção, supervisão de rede, transmissão de sinais, conexões com computadores centrais mainframe, auto supervisão, religamento dos disjuntores, obtenção de dados para relatórios, etc.

Quanto à atuação no circuito a proteger, temos:

- **Relé de Atuação Direta** – é quando o próprio relé atua diretamente no dispositivo de destrava da mola ou da válvula do disjuntor. O relé que fica encarregado de liberar a energia a ser utilizada na liberação da destrava do disjuntor.
- **Relé de Atuação Indireta** – como o próprio nome sugere, o relé não atua diretamente no dispositivo de destrava do disjuntor. A sua atuação é indireta, ou seja, a sua atuação fecha apenas um contato, que ativa, energiza ou transfere para outro circuito a responsabilidade de providenciar a destrava da mola ou abertura da válvula de ar comprimido para a liberação da mola de disparo do disjuntor.

Quanto à instalação, temos:

- **Relé Primário** – são todos os relés que tem sua bobina magnetizante diretamente conectada na rede. A corrente de carga ou de curto-circuito passa diretamente pela bobina magnetizante do relé. A desvantagem de utilizar este relé está no fato de sua bobina magnetizante estar na no mesmo nível de tensão da rede, colocando em risco a segurança humana, pois dificulta a inspeção, manutenção e manipulação.
- **Relé Secundário** – é quando a bobina magnetizante do relé é energizada via secundário do TC ou TP. Nesse caso o relé opera com mais segurança humana e pode ser padronizado. O relé pode ser utilizado em sistemas elétricos distintos, onde a adequação da corrente é feita pela relação de transformação do TC.

Quanto ao tempo de atuação, temos:

- **Relé de Sobrecorrente instantâneo** – os relés atuam de forma imediata para qualquer corrente maior que seu ajuste.

- **Relé de Sobrecorrente temporizado de tempo definido** – nos relés de tempo definido, a temporização ou retardo de atuação não depende da intensidade de corrente.
- **Relé de Sobrecorrente temporizado de tempo inverso** – nos relés de tempo inverso, a temporização ou retardo de atuação varia inversamente com a corrente, isto é, quanto maior a corrente de atuação, menor o tempo de retardo.

Em relação a relés de sobrecorrente são muito utilizados os termos pick-up e drop-out.

Pick-up é o termo genérico relacionado para a menor corrente que é possível para fazer o relé operar. O pick-up é para relé no limiar de operação

Drop-out é o termo genérico que se refere a desoperação do relé, ou seja, é a maior corrente que inicia o processo de desativação do relé. Podemos garantir a segurança e eficiência se:

- $I < I_{pick-up}$ - o relé em hipótese alguma irá atuar;
- $I \geq I_{pick-up}$ - o relé pode operar;
- $I > I_{drop-out}$ - o relé continua em operação;
- $I \leq I_{drop-out}$ - o relé pode desoperar.

Para que tenhamos uma certeza em relação à operação adequada do relé, é viável ajustar sua corrente de tal forma que:

$$1,5 \times I_{no\ min\ al\ de\ c\ arg\ a} \leq I_{ajuste\ do\ relé} \leq \frac{I_{curto-circuito\ mínimo\ no\ final\ do\ circuito\ protegido}}{1,5} \quad (5.4.1)$$

Onde a corrente de ajuste do relé é a corrente de pick-up.

O fator de 1,5 que multiplica a corrente nominal de carga na inequação (5.4.1), representa para deixar folgas quanto a possíveis flutuações de carga, manobra na configuração da rede, transferências de carga sem que o relé opere. A corrente de curto-circuito mínimo no final do circuito protegido está relacionada com a corrente de curto-circuito bifásico.

O fator de 1,5 que aparece dividindo esta corrente de curto-circuito mínimo no final do circuito protegido é para efeito de garantia, na pior das possibilidades, que a menor corrente de curto circuito seja 1,5 vezes o limiar de operação. A corrente de ajuste do relé é também igual ao TAP do relé.

$$I_{ajuste\ do\ relé} = Tap\ do\ relé \quad (5.4.2)$$

Para uma indicação de quantas vezes a corrente de curto circuito é maior que limiar de operação do relé, foi necessário a utilização do termo chamado múltiplo do relé. O múltiplo do relé indica quantas vezes a corrente de curto circuito é maior que seu TAP. Para obtermos o múltiplo do relé devemos considerar a seguinte equação abaixo:

$$M = \frac{I_{secundário\ do\ TC}}{Tap} = \frac{I_{primário\ do\ TC}}{RTC \times Tap} \quad (5.4.3)$$

Sendo que o RTC indica a relação de transformação do TC.

5.3.1 Relé de Sobrecorrente Instantâneo

O relé de sobrecorrente instantâneo atua instantaneamente para qualquer corrente maior que o seu ajuste. Embora ele tenha essa característica, o seu tempo de atuação depende da movimentação dos mecanismos de atuação.

Podemos obter a corrente de ajuste a ser parametrizada através da inequação (5.4.1). Segundo a norma ANSI, sua função é conhecida pelo número 50.

5.3.2 Relé de Sobrecorrente Temporizado

É o relé que tem como sua própria característica de funcionalidade temporizada, ou seja, tem sua atuação parametrizada para operação após um determinado tempo. Essa é a diferença básica para o relé de sobrecorrente instantâneo. Segundo a ANSI, sua função é conhecido pelo número 51.

Os relés de sobrecorrente temporizados podem ser:

- Tempo definido;
- Tempo inverso.

5.4.2.1 – Relé de Sobrecorrente Temporizado de Tempo Definido

Nos relés de tempo definido, sua atuação ocorre após um tempo pré-determinado sendo que este valor escolhido de acordo com a coordenação implementada. A temporização ou retardo da atuação não depende da intensidade de corrente. O relé passa a atuar quando a corrente ultrapassa o múltiplo da corrente nominal ajustado e conseqüentemente desliga no tempo previamente ajustado.

5.4.2.2 – Relé de Sobrecorrente Temporizado de Tempo Inverso

Neste caso não se escolhe o tempo de atuação, mas sim a curva de atuação. A temporização ou retardo de atuação varia intensamente com a corrente, ou seja, quanto maior a corrente menor o tempo de atuação do relé.

A escolha da curva depende das características e condições de coordenação dos relés. A Figura 23 representa o gráfico onde mostra como ocorre a atuação da proteção, considerando um relé de sobrecorrente de tempo inverso.

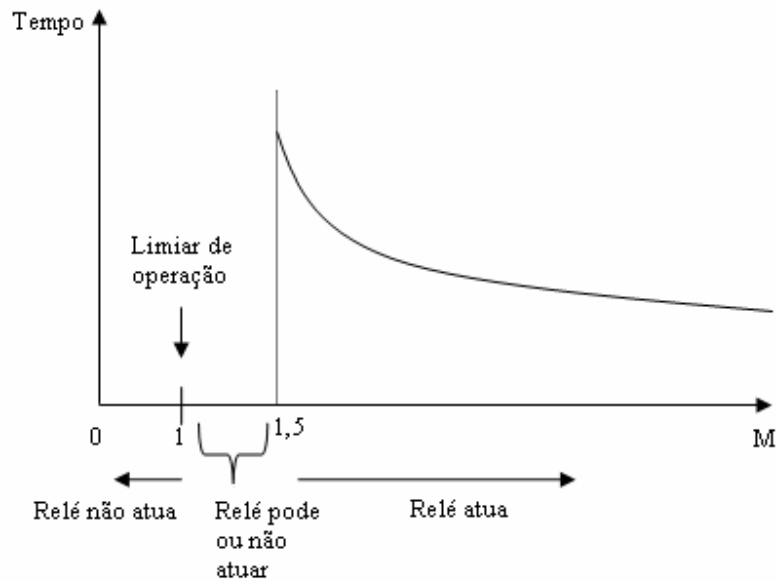


Figura 23 - Atuação da proteção para um relé de sobrecorrente de tempo inverso

Consideramos que o múltiplo ($M=1$) do relé corresponde a uma corrente de operação igual ao seu TAP. Os relés que corresponde ao intervalo de múltiplos entre 1,0 e 1,5 representam que eles podem ou não atuar, ou seja, não produzindo um bom desempenho no fechamento do seu contato. Abaixo de $M=1$ o relé não atua e acima de $M=1,5$ o relé passa a atuar. Para evitar este intervalo descrito acima, devemos realizar um melhor ajuste através da inequação (5.4.1).

Os relés de sobrecorrente de tempo inverso podem adotar diferentes inclinações em suas curvas de operação. Na Figura 24 estão sendo mostradas as inclinações mais conhecidas.

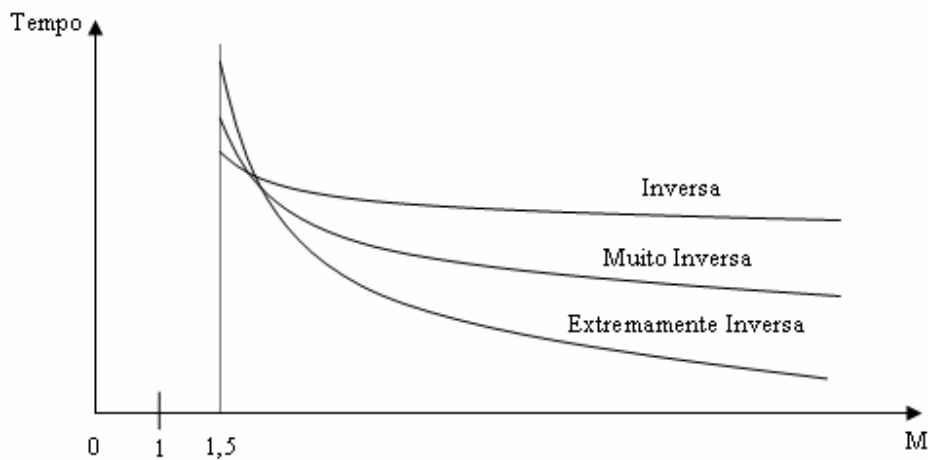


Figura 24 - Diferentes inclinações das curvas de tempo x múltiplo

Para linhas de transmissão curtas é necessária a utilização de relés com curvas extremamente inversas, já que estas necessitam de uma maior sensibilidade na proteção pelo fato do nível de curto circuito ser muito próximo ou aproximadamente igual em grande parte dos pontos da linha. Em relação a linhas médias, são aplicados relés com curvas muito inversas, enquanto que para linhas longas são usados relés com curvas inversas, levando em consideração que os níveis de curto circuito são bem distintos ao longo deste tipo de linha de transmissão. A corrente de ajuste a ser parametrizada obedece a inequação (5.4.1).

5.3.3 Relé de Sobrecorrente Temporizado com Elemento Instantâneo

Trata-se de relés de sobrecorrente onde é incorporada em seus circuitos uma unidade instantânea, ou seja, existe tanto a função de sobrecorrente temporizado como a função de sobrecorrente instantânea. Segundo a norma ANSI, sua função é definida conforme a configuração 50/51.

Neste relé, o ajuste de corrente do elemento instantâneo é feito em relação ao TAP escolhido que corresponde a sua unidade temporizada. A Figura 25 mostra o desempenho da atuação do relé 50/51 em função das grandezas tempo x múltiplo M.

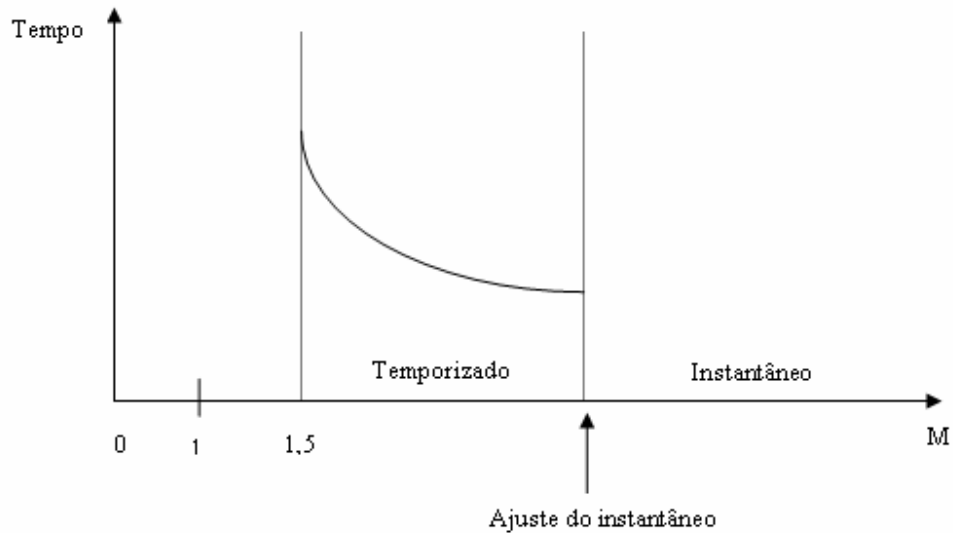


Figura 25 - Curva do tempo de operação do relé 50/51

Pela curva podemos verificar que dependendo da intensidade de corrente de curto circuito, atuará a unidade 50 ou 51 do relé.

Para atuação apenas da função 51, a corrente de curto-circuito terá que ser maior que a corrente de ajuste do relé, porém deverá ser menor que ajuste de corrente para atuação do instantâneo. A inequação 5.4.3.1 abaixo deverá ser considerada.

$$1,5 \times I_{\text{ajuste do relé}} \leq I_{\text{curto-circuito}} \leq I_{\text{ajuste do ins tan tâneo}} \quad (5.4.3.1)$$

Entretanto, para a atuação da função 50, a corrente de curto circuito deverá ser maior que a corrente de ajuste do instantâneo. A inequação 5.4.3.2 abaixo deverá ser considerada.

$$I_{\text{curto-circuito}} > I_{\text{ajuste do ins tan tâneo}} \quad (5.4.3.2)$$

O relé 50/51 é ajustado para atuar de tal forma que, até a um trecho referente a 85% da LT, atuará apenas a unidade instantânea. Para o ajuste do instantâneo, é calculada a corrente de curto-circuito no trecho de 85% da linha.

Para outros pontos faltantes da linha, a unidade temporizada deverá atuar. Para melhor adequação da filosofia de proteção, as duas unidades (temporizada e instantânea) não poderão atuar juntas, e ainda por cima garante que o defeito mais próximo da barra seja logo eliminado.

A figura 26 mostra um exemplo de zona de atuação do relé 50/51 em uma linha de transmissão.



Figura 26 - Exemplo de atuação do relé de sobrecorrente 50/51

5.3.4 Relé de Sobrecorrente de Neutro

Este relé é também conhecido como relé de sobrecorrente de seqüência zero. O esquema de ligação utilizado para este tipo de configuração é mostrado abaixo através da Figura 27.

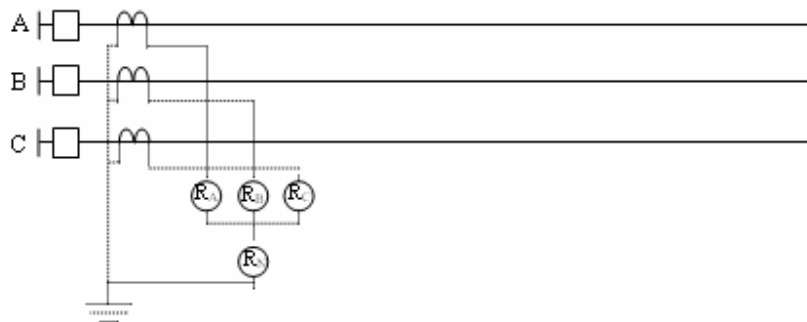


Figura 27 - Esquema de ligação do relé de neutro

Onde:

RN – Relé de Neutro.

RA, RB, RC – Relés de fase.

Na Figura 27 podemos observar que nos secundários dos TC's estão conectados os relés de fase. Os três TC's com seus respectivos relés de fase estão ligados em paralelo. No neutro comum entre eles está o relé de neutro.

Aplicando-se a Lei de Kirchhoff no nó de conexão dos quatro relés, temos a equação abaixo:

$$I_N = I_A + I_B + I_C \quad (5.4.4.1)$$

Aplicando componentes simétricas, obtemos que:

$$I_N = 3I_0 \quad (5.4.4.2)$$

Podemos observar que os TC's conectados em paralelo formam um filtro, ou seja, toda a corrente que escoar para a terra no circuito elétrico primário em alta tensão tem a sua réplica

atravessando o relé de neutro. Com isso chegamos a conclusão que no relé de neutro somente circula corrente de seqüência zero.

Contudo, existem correntes de seqüência zero nas situações de curto circuito monofásico-terra, curto circuito bifásico-terra, cargas desequilibradas aterradas e abertura de fase de sistemas aterrados.

As correntes secundárias de curto circuito passam pelos relés de fase e neutro. Podemos verificar que a utilização do relé de neutro produz um avanço na proteção quanto a sua sensibilidade para atuação em pequenos curto circuitos que envolvem a terra.

5.4.4.1 Critério utilizado para Ajuste do Relé de Neutro

A corrente a ser ajustada no relé de neutro deve satisfazer as inequações (5.4.4.1.1) e (5.4.4.1.2).

$$I_{\text{ajuste do relé de neutro}} \leq \frac{I_{cc\ 1\phi-T\ \text{mínimo no final do trecho protegido}}}{1,5} \quad (5.4.4.1.1)$$

$$0,1I_{\text{no min al}} \leq I_{\text{ajuste do relé de neutro}} \leq 0,45I_{\text{nomial}} \quad (5.4.4.1.2)$$

A inequação (5.4.4.1.1) geralmente pode não ser considerada porque a corrente de ajuste do relé de neutro deve estar contida na faixa de 10% a 45% da corrente nominal do circuito, como foi mostrado na inequação (5.4.4.1.2).

Note que o valor do ajuste da corrente do relé de neutro depende da localização da proteção. Na ocasião de pontos próximos às usinas de geração, o ajuste pode ser próximo ao limite inferior da faixa indicada em (5.4.4.1.2) e neste caso as correntes tem que ser equilibradas

para não danificar o gerador. Qualquer desequilíbrio existente neste trecho causa a atuação do relé de neutro. Para proteção de linhas em sistemas de distribuição, ajustes de 40% da corrente nominal podem ser considerados. Ajustes no meio dessa faixa de referência podem ser adotados para linhas localizadas nos sistemas tronco de transmissão.

5.3.5 Coordenação dos Relés de Sobrecorrente

A coordenação da proteção é basicamente formada por relés que devem operar o mais rápido possível, dentro de suas respectivas seletividades de proteção.

Para que haja uma cadeia com seqüência de proteção, pra onde seja a corrente de curto circuito, existe uma diferença de tempo entre as atuações dos relés de vanguarda e os relés de retaguarda, de tal modo que ocorra de forma plausível a seletividade no desligamento do sistema.

O sistema de proteção esta sujeita a falhas e na ocorrência de uma falha do sistema de proteção principal, faz-se necessário obter uma proteção de retaguarda. Por isso é imprescindível termos uma coordenação de forma ordenada dos relés de proteção.

No caso de falha da proteção de vanguarda, devemos adotar os seguintes procedimentos quanto aos esquemas de proteção:

- Proteção primária, onde as proteções são duplicadas. Se houver falha de um relé o outro atua. Somente será exigida coordenação quando esta falha for no sistema de abertura do disjuntor.
- Proteção secundária, adotada em sistema de porte modesto e a falha do sistema de proteção são garantidas pela proteção de retaguarda.

5.3.6 Tempo de Coordenação

O tempo de coordenação (Δt) representa a menor diferença de tempo que dois relés mais próximos da cadeia de proteção devem ter para garantia de coordenação de ação de suas

proteções. Isto significa que mesmo em caso de falha da proteção mais próxima a montante da proteção primária, o curto circuito será eliminado.

Para que haja coordenação da proteção, os tempos de operação de dois relés sucessivos, devem obedecer a inequação (5.4.6.1) abaixo:

$$t_{relé\ a\ montante} - t_{relé\ a\ jusante} \geq \Delta t \quad (5.4.6.1)$$

Onde:

$t_{relé\ a\ jusante}$ – é o tempo de atuação do relé a jusante.

$t_{relé\ a\ montante}$ – é o tempo de atuação do relé a montante para a mesma corrente de curto circuito.

Δt – tempo de coordenação.

Com isso, o tempo de coordenação (Δt) é composto dos seguintes tempos:

- **Tempo de operação do mecanismo de abertura do disjuntor:** No processo de ativação do disjuntor são computados os tempos de operação da bobina de disparo do disjuntor, o tempo de destrava da trava da liberação da mola de abertura ou da válvula de ar comprimido do disjuntor e o tempo de ação da mola de abertura ou pistão a ar comprimido que imprime o movimento que processa a abertura mecânica dos contatos elétricos do disjuntor, até o seu curso final.
- **Tempo de extinção do arco elétrico do disjuntor:** Durante a abertura de contato elétrico do disjuntor, o arco mantém a condução de corrente de curto circuito. É necessário recursos para ajudar na extinção do arco elétrico. Entre estes recursos, temos: Sopro de SF₆ e sopro eletromagnético, por exemplo.

- **Tempo de sobrepercurso do relé:** é o tempo necessário que a alavanca de tempo gasta até parar o seu movimento devido a sua inércia. Este tempo depende de cada relé e os valores são medidos pelos fabricantes. No caso de relés digitais este tempo de sobrepercurso é inexistente.
- **Tempo de segurança:** devido à imprecisão nos tempos anteriores e também para garantir a não operação do relé, é necessário deixar uma folga de tempo no mesmo. Contudo, o tempo de coordenação depende do tipo de relé utilizado e do tipo de disjuntor envolvido.

São adotados os seguintes valores para tempo de segurança:

- $\Delta t = 0,4$ a $0,5s$ – relés eletromecânicos;
- $\Delta t = 0,15$ a $0,25s$ – relés estáticos e digitais.

5.3.7 Regra para Coordenação dos Relés de Sobrecorrente (50/51)

Este exemplo ilustra a melhor proteção possível utilizando relés de sobrecorrente. Trata-se dos relés de sobrecorrente de tempo inverso com elemento instantâneo.

Abaixo seguem os passos para a coordenação dos Relés de Sobrecorrente:

1º passo: ajustam-se as unidades instantâneas de todos os relés do trecho a ser coordenado. Na Figura 28 segue o exemplo de LT a ser considerado.

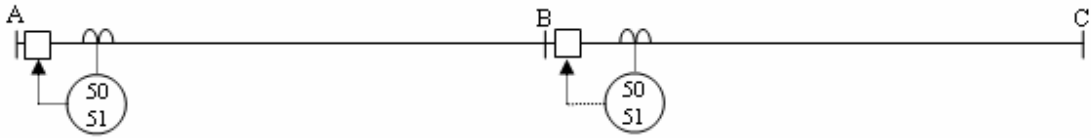


Figura 28 - Exemplo de LT a ser considerado

2º passo: para o relé mais afastado, escolher a menor curva de tempo.

3º passo: Com a corrente $I_{cc3\phi}$ a 85% da LT, calcular os múltiplos do relé B e do relé A, utilizando as equações (5.4.7.1) e (5.4.7.2).

$$M_B = \frac{I_{CC3\phi 85\% LTBC}}{RTC_B \times TAP_B} \quad (5.4.7.1)$$

$$M_A = \frac{I_{CC3\phi 85\% LTBC}}{RTC_A \times TAP_A} \quad (5.4.7.2)$$

4º passo: Com o múltiplo M_B e a curva escolhida no passo 2, podemos obter o tempo de atuação do relé B, conforme indicado na Figura 29.

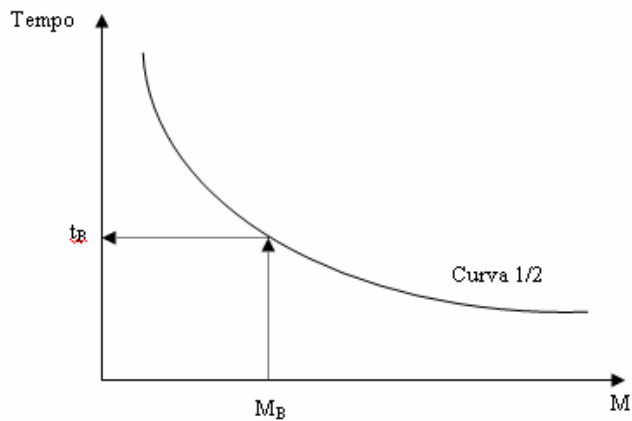


Figura 29 - Obtenção do tempo de atuação do relé B.

5º passo: Para um curto circuito trifásico no ponto a 85% da LT_{BC} e com o múltiplo A definido, podemos obter o tempo de atuação do relé A, de tal modo a realizar a coordenação com o relé B. Teremos, então:

$$t_A = t_B + \Delta t \quad (5.4.7.3)$$

6º passo: Com o tempo do relé A e o múltiplo M_A , definir o ponto 1 da figura 30 e extrair a curva do relé mais próxima deste ponto 1.

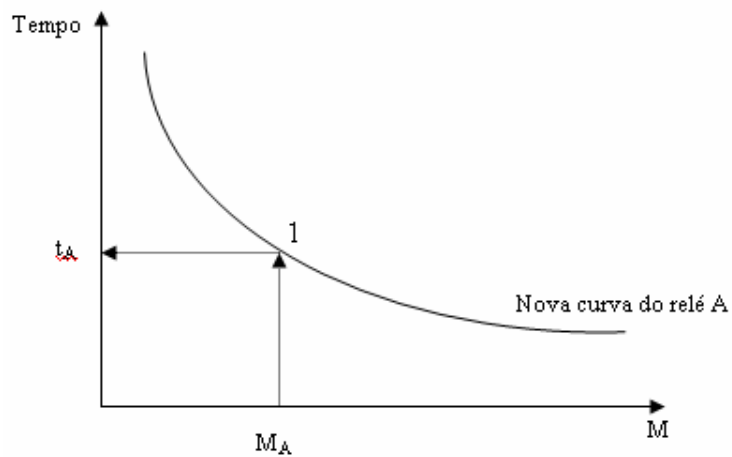


Figura 30 - Obtenção da curva do relé A

Vale notar que a curva escolhida para o relé A não é definitiva. Deve-se verificar se a mesma coordena em todo o trecho com o relé B. O ponto de verificação é no próprio barramento B, local da instalação do TCB. Essa verificação é feita com os seguintes passos a seguir:

7º passo: Para $I_{cc3\phi}$ em B, calcular o múltiplo do relé A.

$$M_A = \frac{I_{cc3\phi B}}{RTC_A \cdot TAP_A} \quad (5.4.7.4)$$

8º passo: Calcular o tempo de atuação do relé A, tendo M_A , na curva do relé A.

9º passo: Verificação do tempo encontrado no passo 8 e analisar se o mesmo obedece a inequação (5.4.7.5).

$$t_B \geq \Delta t \quad (5.4.7.5)$$

- Se sim, a curva escolhida do relé A coordena com o relé B.
- Se não, a curva do relé A, não coordena com o relé B. Então, ir para o passo seguinte.

10º passo: Deve-se então, levantar a curva do relé A, até coordenar com o relé B.

Para os relés a montante, basta repetir na mesma seqüência todo o processo. Para um sistema em anel, é necessário utilizar um relé direcional para poder justamente definir a direcionalidade de atuação e realizar os passos descritos anteriormente para ambas às direções.

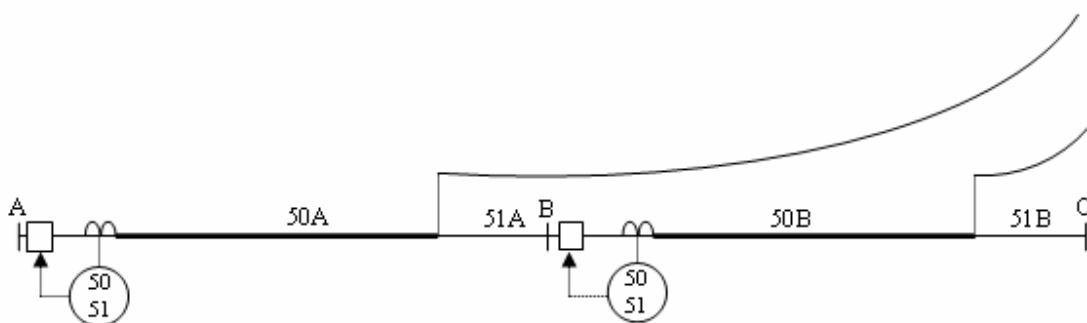


Figura 31 - Proteção e coordenação de Relés de Sobrecorrente

CAPÍTULO 6: PROGRAMA PTW (POWER TOOLS FOR WINDOWS)

Com o desenvolvimento e a evolução dos computadores digitais, passou a ser viável efetuar simulações através de cálculos matemáticos que reproduzem a resposta dos diversos equipamentos. A modelagem e a simulação computacional do desempenho dos sistemas de potência passaram a ser uma atividade rotineira.

Entre os softwares mais utilizados para análise e cálculo de curto circuito temos o PTW, utilizado principalmente pela PETROBRÁS para análise de sistemas elétricos industrial, o ANAFAS, de propriedade do CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica), e o ASPEN – OneLiner, este último utilizado por algumas empresas importantes dos setores de geração e transmissão. Embora o PTW seja principalmente utilizado em sistemas industriais, existem também aplicações na área de sistemas de potência.

O Programa PTW (Powers Tools for Windows) é um programa para engenheiros eletricitistas e é usado para criar um desenvolvimento de linha de modelos de sistemas e execução de vários estudos sobre eles para verificar o seu desempenho, segurança e gerenciabilidade. Este programa computacional está encarregado de aperfeiçoar o tempo de simulação e de análises dos resultados dos diversos tipos de estudos que requerem a simulação de defeitos em sistema de energia elétrica, assim como dimensionamento de equipamentos, análise de ocorrências, ajuste da proteção, fluxo de potência, transitórios eletromagnéticos, transitórios de estabilidade, etc.

O PTW é uma poderosa ferramenta para análises e estudos de curto circuito. O objetivo desse trabalho de fim de curso é identificar, apresentar e analisar casos de curto circuito, dimensionamento de Transformadores de Corrente, ajuste e coordenação de relés de sobrecorrente. Com isso nada é mais pertinente do que serem delineadas as principais características deste programa.

6.1 Principais Características

O PTW permite a execução de estudos individuais onde o usuário define em cada caso estudos macro em que os casos são gerados automaticamente pelo programa.

Os estudos proporcionam solução orientada ao ponto onde ocorre a falta e são apresentados resultados de tensões e correntes de defeito, contribuição e também o tempo de atuação dos relés de sobrecorrente.

O programa auxilia o engenheiro de proteção na tarefa de pesquisa dos dados de relés disponibilizados pelos fabricantes e na tarefa de traçado de suas curvas de características de operação. Pode ser realizados a qualquer momento, alterações nos ajustes do relé e na configuração da rede elétrica e observar, imediatamente, o resultado de mudanças implementadas, uma vez que o programa realiza novamente e prontamente os cálculos desejados.

Para a análise e estudos de proteção, são disponibilizados modelos de religadores, disjuntores, fusíveis e relés de sobrecorrente.

Para representação dos relés, existe uma vasta biblioteca a partir do qual o usuário pode editar a configuração de cada relé ou até mesmo implementar uma nova configuração.

A coordenação dos relés pode ser monitorada. A coordenação é feita de modo interativo, ou seja, o ajuste é feito simulando falhas em vários pontos, de forma simultânea.

A interface gráfica do programa facilita a manipulação tornando as funções mais interativas com o usuário. A Figura 32 mostra a tela do PTW.

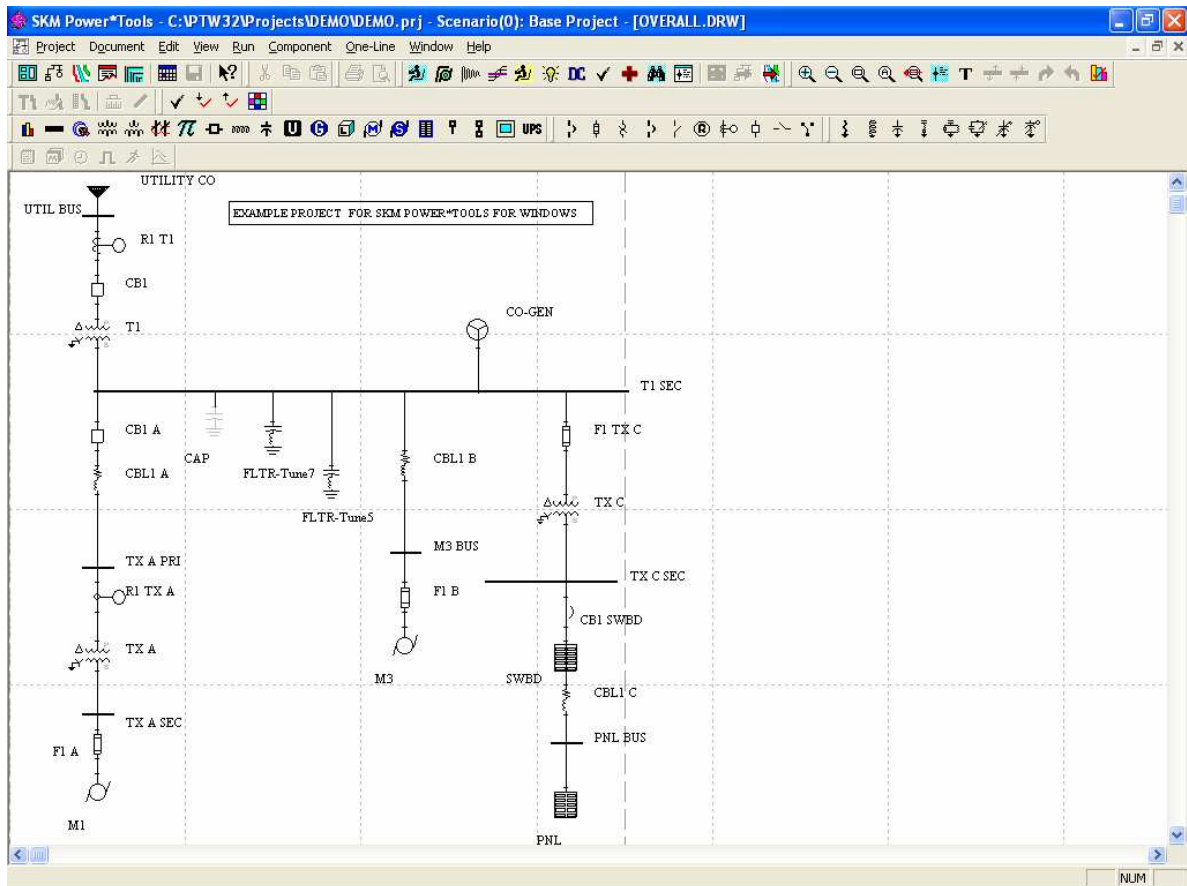


Figura 32 - Tela do PTW

A base de dados do programa é organizada de forma a facilitar o armazenamento dos parâmetros associados aos relés e aos disjuntores. Estes são dados reais dos equipamentos. A base de relés do PTW permite o armazenamento dos ajustes atuais adotados para os relés. Isto facilita a implementação dos estudos para reavaliação dos ajustes, normalmente realizados após as alterações de configuração e carregamento do sistema de potência.

6.2 Modelos implementados no PTW (Power Tools Windows)

O programa PTW permite representar configurações de barras, transformadores, elementos shunt, geradores, capacitores série, relés, disjuntores com as tensões internas pré-falta das fontes equivalentes fixadas no valor nominal de 1,0 pu ou em qualquer outro valor desejado ou extraído dos resultados dos cálculos de fluxo de potência.

Será apresentado abaixo uma breve descrição dos principais elementos implementados no programa PTW assim como a forma de entrada de dados.

6.2.1 Barras

As barras são indentificadas através pelo nome e pela tensão nominal, sendo que podem ser numeradas e ser divididas pro área e por zonas para facilitar a organização do conjunto de dados de um determinado sistema. A Figura 33 mostra o layout de entrada de dados de barra.

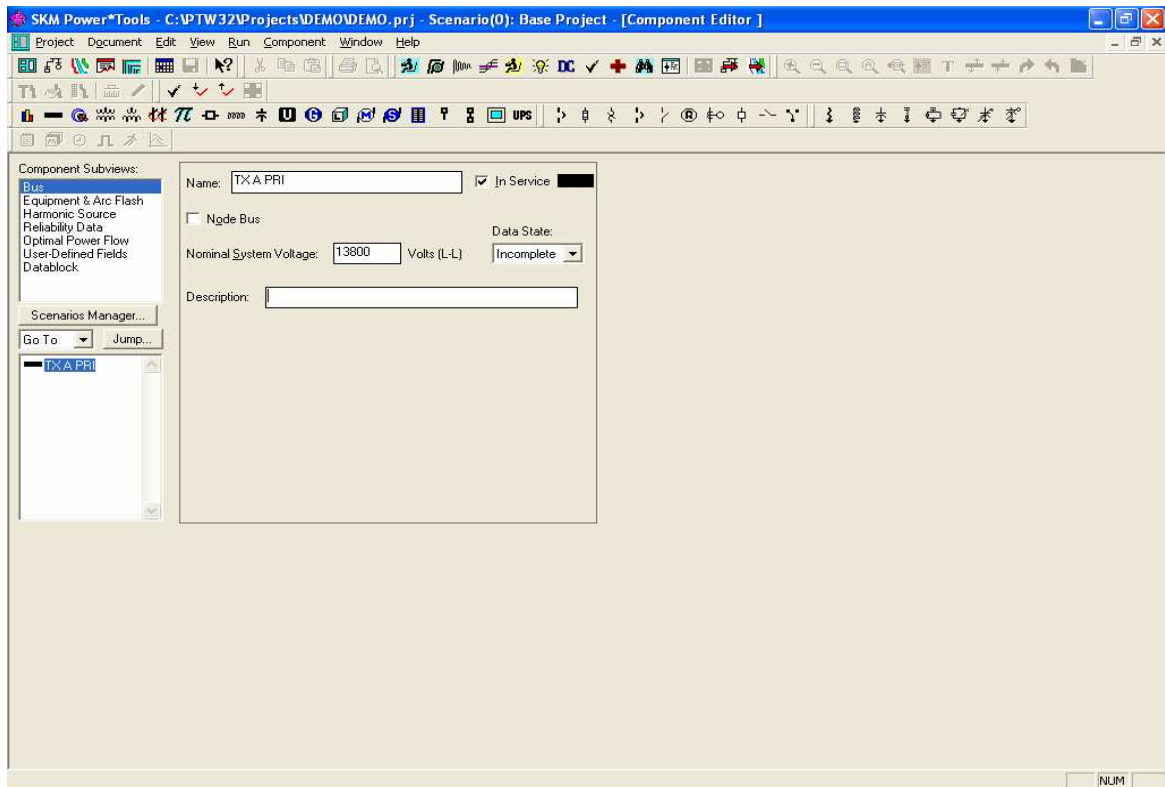


Figura 33 - Representação de entrada de dados da barra

6.2.2 Gerador Síncrono

Cada barra pode ser associada ao modelo de um gerador equivalente, mas este gerador pode representar até um máximo de 32 unidades de geração. Dentre as entradas de dados de um gerador síncrono temos tensão nominal, potência nominal, fator de potência, as três diferentes impedâncias de sequência positiva a serem utilizadas (subtransitória, transitória e a síncrona) e impedância de sequência zero. Nas Figuras 34 e 35 mostram layouts da entrada de dados para representação do gerador.

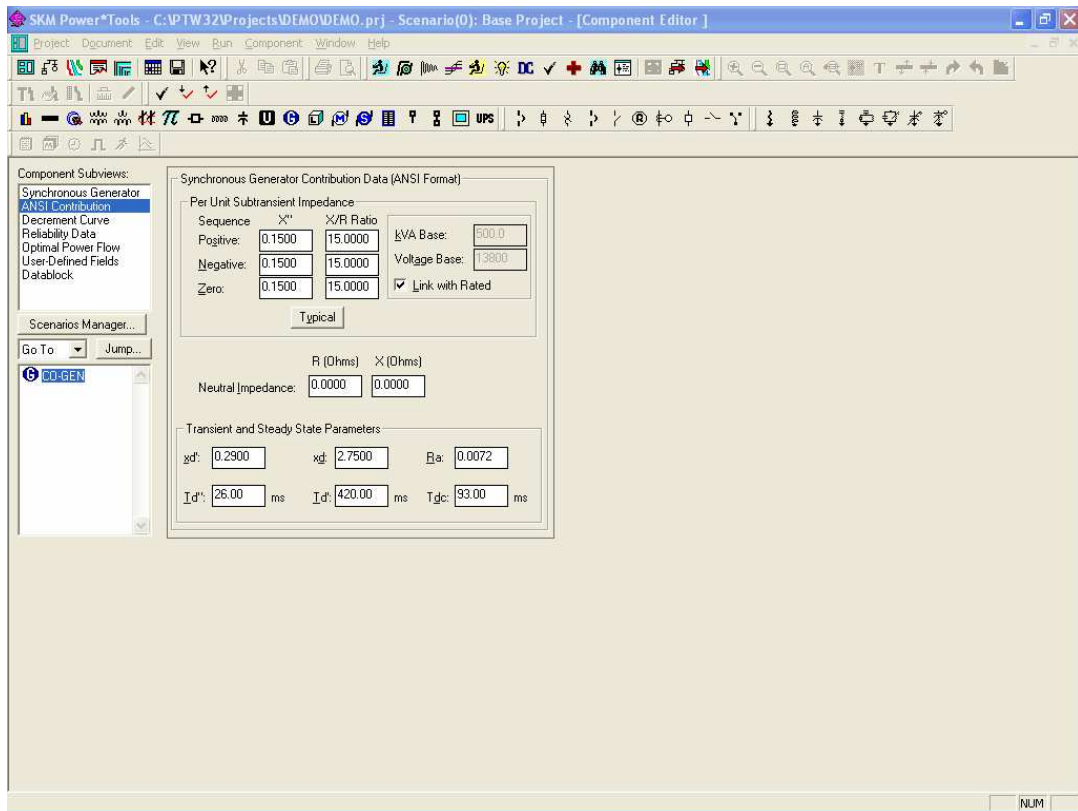


Figura 34 - Layout I de entrada de dados do gerador.

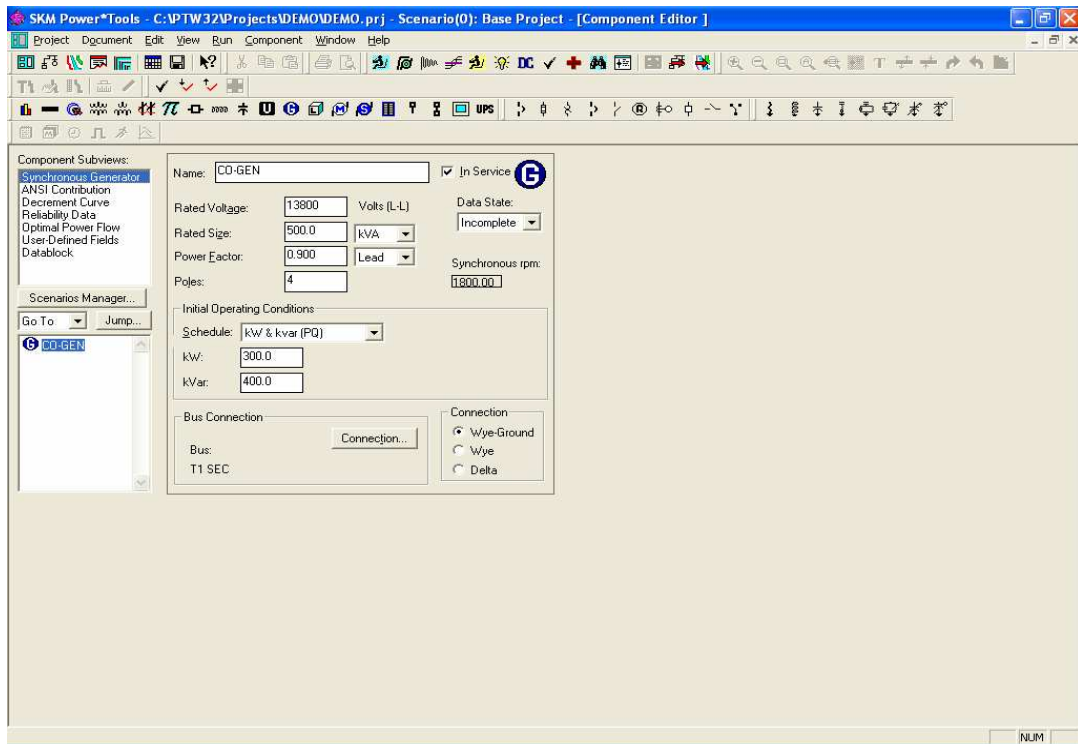


Figura 35 - Layout II de entrada de dados do gerador.

6.2.3 Transformadores

O programa PTW também dispõe de modelos para representação de transformadores de dois e de três enrolamentos, incluindo autotransformadores. A representação do efeito de variação de tape esta também disponível para o usuário. Os transformadores podem ser ligados em delta-delta, delta-estrela e estrela-estrela, sendo que a ligação pode ser aterrada ou não. A Figura 36 representa o layout de entrada de dados de transformador.

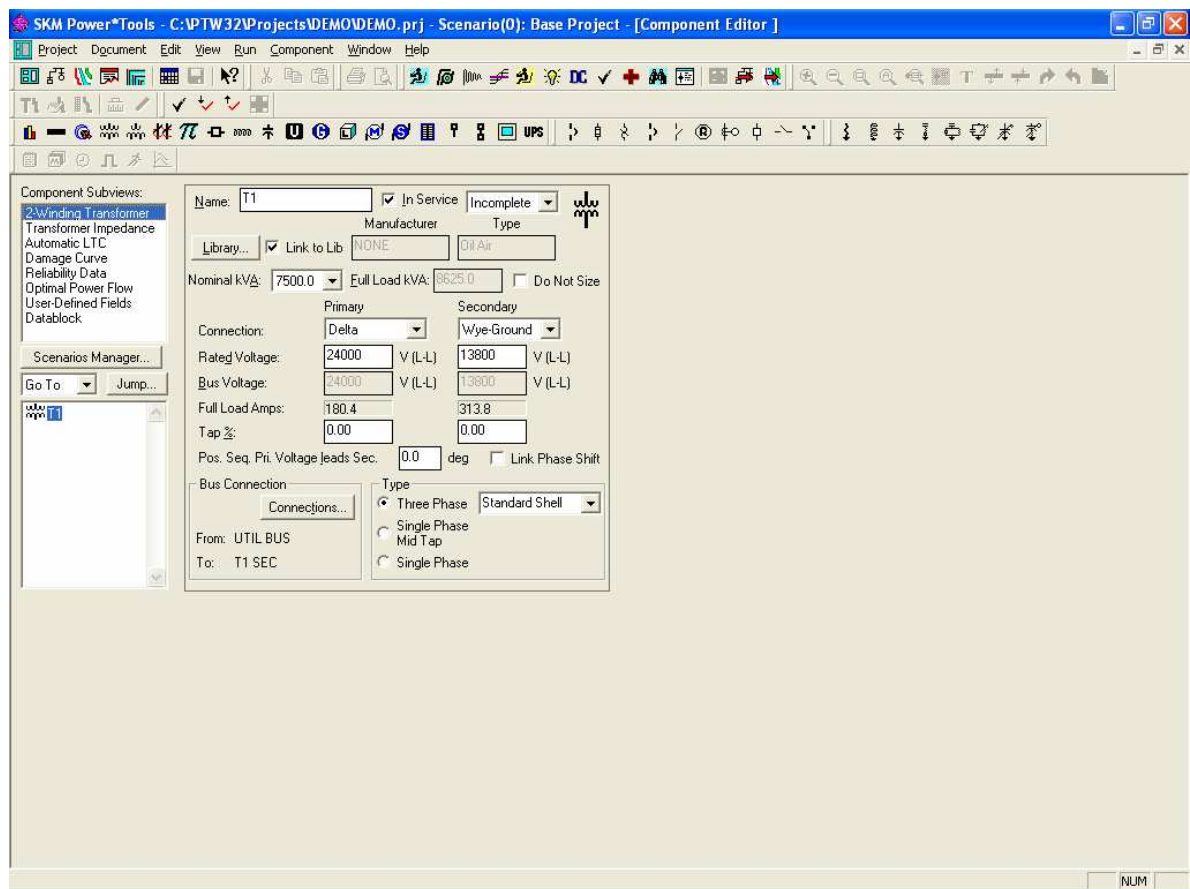


Figura 36 - Layout de entrada de dados de transformadores.

6.2.4 Relés de Proteção

Como foi mencionado anteriormente, o programa PTW possui uma vasta biblioteca de modelos de relés. Estes modelos são dotados de curvas de operação corrente x tempo padronizadas, sendo dada ao usuário a opção de implementação de outras curvas de tempo de operação. O programa permite ainda a inserção de dados definidos pelo próprio usuário, para os seguintes tipos de relés: Relés de sobrecorrente de fase e neutro e fusíveis. As Figuras 37 e 38 mostram os layouts da caixa de entrada de dados de um dos modelos disponíveis para um relé de sobrecorrente de fase.

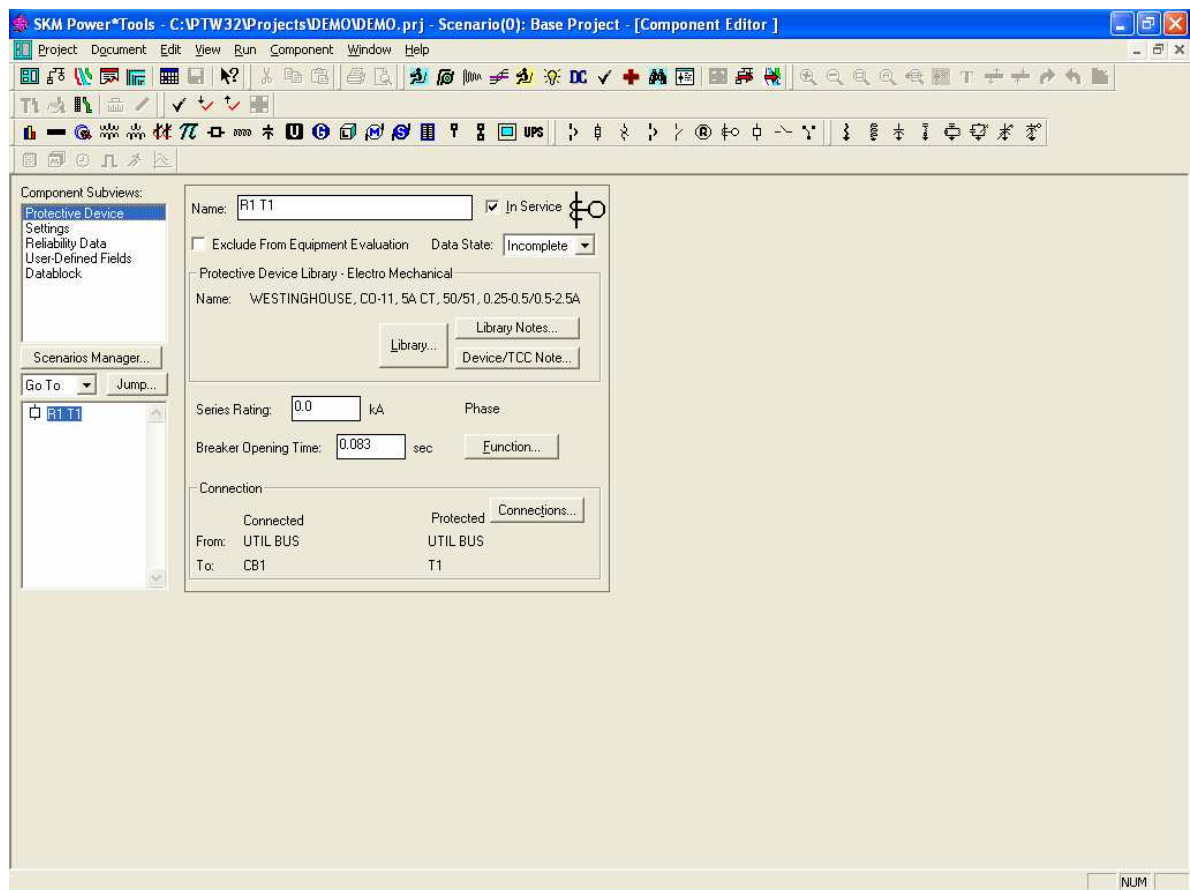


Figura 37 - Layout I de entrada de dados de relé de sobrecorrente de fase.

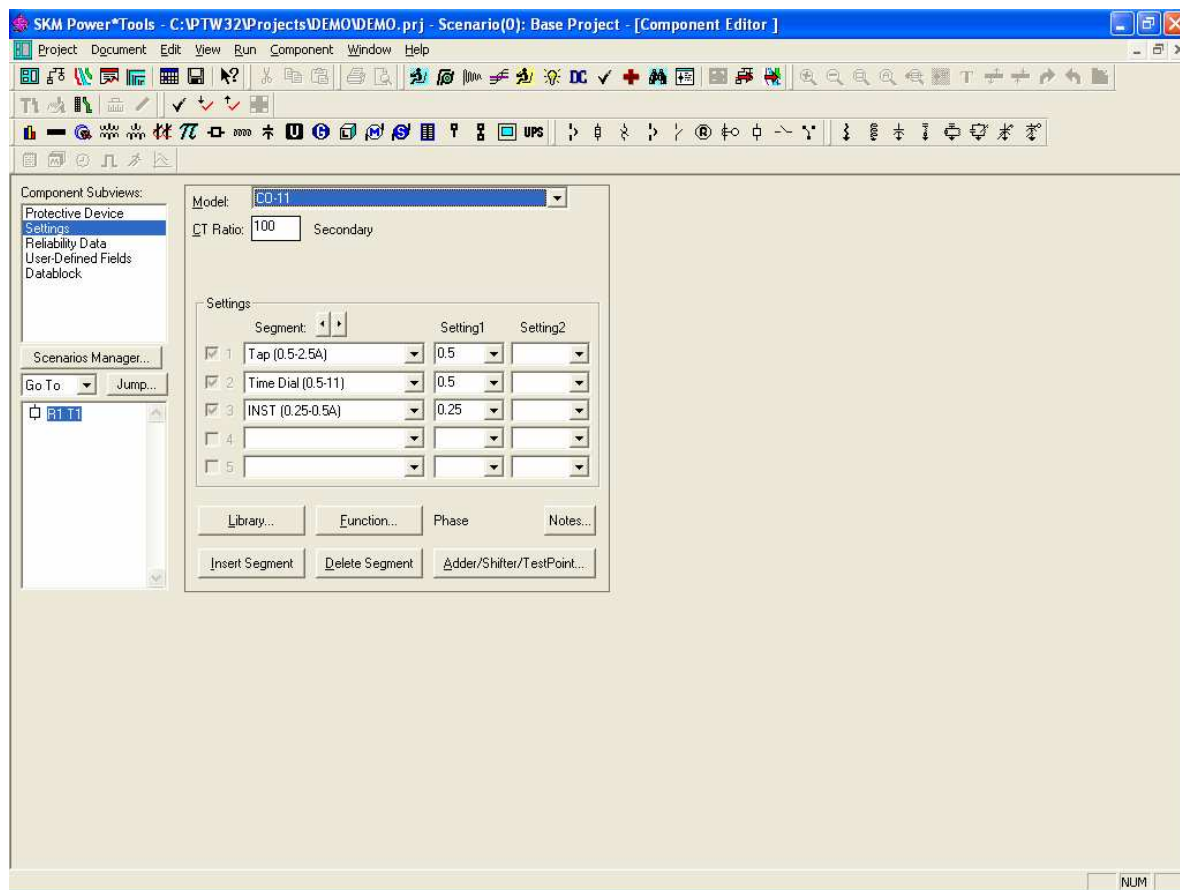


Figura 38 - Layout II de entrada de dados de relé de sobrecorrente de fase.

Onde as principais funções são:

Name: Identificação do relé.

Breaker Operating Time: Tempo de operação do disjuntor.

Model: Modelo do relé em função do fabricante.

CT Ratio: Relação de Transformação do Transformador de Corrente.

Na opção **Settings** temos o ajuste de tap utilizado, time dial (alavanca de tempo do relé) e a função de elemento instantâneo do relé.

Para a opção de relé de neutro são utilizados os mesmos procedimentos conforme foi mostrado acima para a entrada de informações.

CAPITULO 7: RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

Os ajustes de coordenação dos relés de sobrecorrente apresentados neste capítulo foram determinados para uma configuração de sistema específico e que é apresentada na Figura 39. A coordenação foi simulada no programa PTW (Power Tools for Windows).

7.1 Ajuste de Proteção e Coordenação de um Sistema Radial

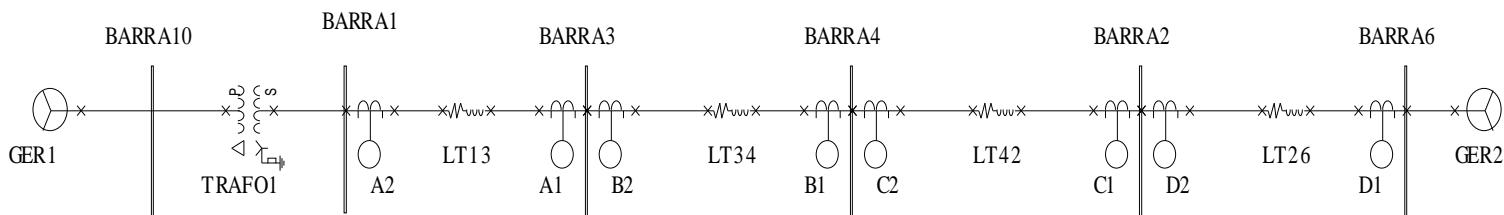


Figura 39 - Diagrama unifilar do sistema radial

Os dados gerais dos circuitos e dos elementos do sistema radial em questão encontram-se nas tabelas 12 e 13. Os dados estão expressos na base 100 MVA de potência aparente, enquanto a tensão de base é tal que $V_{BASE} = 230kV$.

Tabela 12 - Dados Gerais dos circuitos do sistema

DADOS DE CIRCUITOS				
CIRCUITOS	IMPEDÂNCIAS PRÓPRIAS			
	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
LT13	0.12	1.50	0.22	3.00
LT34	0.12	2.80	0.22	4.80
LT42	0.10	1.92	0.20	3.92
LT26	0.10	1.92	0.20	3.92

Tabela 13 - Dados gerais dos elementos do sistema

DADOS DE ELEMENTOS				
ELEMENTO	Xd" (%)	Xd' (%)	Xd (%)	X0 (%)
GER1	0.15	0.29	2.75	0.15
GER2	0.15	0.29	2.75	0.15
ELEMENTO	Xt (%)	Xo (%)	Xn (%)	Defasamento
TRAFO1	2.00	2.00	0.5	30°

7.1.1 Ajuste dos Relés de Sobrecorrente de Fase e de Neutro (50, 51 e 50N)

Os ajustes de proteção em cada circuito é possível de ser determinado através do calculo dos valores de base e corrente nominal do sistema.

Para este estudo, foram adotados os relés digitais de fase do tipo SFC151, enquanto que o relé de neutro é do tipo SFC153, sendo todos do fabricante GE (*General Electric*).

Os TC's utilizados são os do tipo C segundo a norma ANSI, com erro de 10%. As curvas temporizadas dos relés são obtidas através do software PTW. Tendo a corrente de curto circuito, é possível obter o tempo de atuação do relé de sobrecorrente através do gráfico apresentado pelo próprio software PTW de acordo com o fabricante do relé utilizado.

Ajustes Etapa 1

Para ajuste dos relés D2, C2, B2 e A2, foram simulados condições de curto circuito trifásico, máximo e mínimo, a 85% do trecho de linha protegida. A Tabela 14 mostra os valores extraídos das simulações de curto circuito, relativo à contribuição da fonte de tensão do lado esquerdo. A condição de curto circuito mínimo ocorre quando o curto aplicado é o fase fase.

Tabela 14 - Valores das correntes de curto circuito para cada barra

BARRAS	CURTO CIRCUITO TRIFÁSICO		
	I _{max} [A]	I (85%LT) [A]	I _{min} [A]
6	1313,60	1317,70	1137,61
2	1313,90	1320,50	1137,17
4	1359,50	1369,80	1177,36
3	1431,90	1438,10	1240,06

Para todos os casos, devido à ausência de dados de carga nominal, admitimos no primário do TC, $I_{nom} = \frac{I_{minCC}}{3}$.

- **Relé A2**

a) Dimensionamento do TC pela norma ANSI

- Pelo critério de curto circuito

Sabendo que $RTC = \frac{I_{CCMAX}}{FS}$, então temos:

$$RTC = \frac{1431,90}{20} = 71,60$$

$$RTC = \frac{75}{5}$$

- Pelo critério de carga

$$I_N = \frac{1240,06}{3} = 413,35A$$

$$RTC = \frac{500}{5}$$

Com isso prevalece uma $RTC = \frac{500}{5}$.

b) Corrente de ajuste do relé de fase temporizado (relé 51)

$$1,5 \cdot \frac{413,55}{5} \leq I_{51} \leq \frac{1240,06}{5} \cdot 1,5 \Rightarrow 6,203 \leq I_{51} \leq 8,267$$

$$\Rightarrow I_{51} = TAP_{51} = 6,5A$$

c) Corrente de ajuste do relé de fase instantâneo (relé 50)

$$\text{Ajuste do Instantâneo} = \frac{I_{cc3\phi} 85\% LT13}{RTC} = 14,381 \text{ A}$$

d) Corrente de ajuste do relé de neutro (relé 51N), de tal modo a suportar um desequilíbrio de 30%

$$I_{51N} = 0,3 \cdot \frac{413,55}{\frac{500}{5}} \Rightarrow I_{51N} = 1,240 \text{ A}$$

$$\Rightarrow I_{51N} = TAP_{51N} = 1,5 \text{ A}$$

e) Determinação da Classe de Exatidão do TC pela norma ANSI

e.1) Carregamento no secundário do TC pela soma das impedâncias dos relés de fase e de neutro

$$Z_{total} = \sum Z_{relésfase} + \sum Z_{relésneutro}$$

$$Z_{relésfase} = 0,35 \cdot \left(\frac{4}{6.5} \right)^2 \Rightarrow Z_{relésfase} = 0,1325 \Omega$$

$$Z_{reléneutro} = 0,5 \cdot \left(\frac{0,5}{1,5} \right)^2 \Rightarrow Z_{reléneutro} = 0,055\Omega$$

$$\Rightarrow Z_{total} = 0,1325 + 0,055 = 0,188\Omega$$

e.2) Tensão máxima no secundário do TC

$$V_{max} = \frac{I_{cc\max}}{RTC_1} \cdot Z_{total} = \frac{1431,90}{\frac{500}{5}} \cdot 0,188 \Rightarrow V_{max} = 2,69V$$

e.3) Classe de exatidão do TC

TC – Classe de Exatidão: 10C10

- Relé B2

a) Dimensionamento do TC pela norma ANSI

- Pelo critério de curto circuito

Sabendo que $RTC = \frac{I_{CCMAX}}{FS}$, então temos:

$$RTC = \frac{1359,50}{20} = 67,98$$

$$RTC = \frac{75}{5}$$

- Pelo critério de carga

$$I_N = \frac{1177,36}{3} = 392,45$$

$$RTC = \frac{400}{5}$$

Com isso prevalece uma $RTC = \frac{400}{5}$

b) Corrente de ajuste do relé de fase temporizado (relé 51)

$$1,5 \cdot \frac{392,45}{\frac{400}{5}} \leq I_{51} \leq \frac{1177,36}{\frac{400}{5} \cdot 1,5} \Rightarrow 7,35 \leq I_{51} \leq 9,811$$

$$\Rightarrow I_{51} = TAP_{51} = 7,5A$$

c) Corrente de ajuste do relé de fase instantâneo (relé 50)

$$\text{Ajuste do Instantâneo} = \frac{I_{cc3\phi} 85\% LT13}{RTC} = 17,12 A$$

d) Corrente de ajuste do relé de neutro (relé 51N), de tal modo a suportar um desequilíbrio de 30%

$$I_{51N} = 0,3 \cdot \frac{392,45}{\frac{400}{5}} \Rightarrow I_{51N} = 1,47A$$

$$\Rightarrow I_{51N} = TAP_{51N} = 1,5A$$

e) Determinação da Classe de Exatidão do TC pela norma ANSI

e.1) Carregamento no secundário do TC pela soma das impedâncias dos relés de fase e de neutro

$$Z_{total} = \sum Z_{relésfase} + \sum Z_{relésneutro}$$

$$Z_{relésfase} = 0,35 \cdot \left(\frac{4}{7,5}\right)^2 \Rightarrow Z_{relésfase} = 0,0995\Omega$$

$$Z_{relésneutro} = 0,5 \cdot \left(\frac{0,5}{1,5}\right)^2 \Rightarrow Z_{relésneutro} = 0,055\Omega$$

$$\Rightarrow Z_{total} = 0,0955 + 0,055 = 0,151\Omega$$

e.2) Tensão máxima no secundário do TC

$$V_{max} = \frac{I_{ccmax}}{RTC_1} \cdot Z_{total} = \frac{1359,50}{\frac{400}{5}} \cdot 0,151 \Rightarrow V_{max} = 2,566V$$

e.3) Classe de exatidão do TC

TC – Classe de Exatidão: 10C10

- **Relé C2**

a) Dimensionamento do TC pela norma ANSI

- Pelo critério de curto circuito

Sabendo que $RTC = \frac{I_{CCMAX}}{FS}$, então temos:

$$RTC = \frac{1313,90}{20} = 65,70$$

$$RTC = \frac{75}{5}$$

- Pelo critério de carga

$$I_N = \frac{1137,17}{3} = 379,05$$

$$RTC = \frac{400}{5}$$

Com isso prevalece uma $RTC = \frac{400}{5}$

b) Corrente de ajuste do relé de fase temporizado (relé 51)

$$1,5 \cdot \frac{379,05}{5} \leq I_{51} \leq \frac{1137,17}{400} \cdot 1,5 \Rightarrow 7,10 \leq I_{51} \leq 9,4764$$

$$\Rightarrow I_{51} = TAP_{51} = 7,5A$$

c) Corrente de ajuste do relé de fase instantâneo (relé 50)

$$\text{Ajuste do Instantâneo} = \frac{I_{cc3\phi} 85\% LT13}{RTC} = 16,50 \text{ A}$$

d) Corrente de ajuste do relé de neutro (relé 51N), de tal modo a suportar um desequilíbrio de 30%

$$I_{51N} = 0,3 \cdot \frac{379,05}{\frac{400}{5}} \Rightarrow I_{51N} = 1,421 \text{ A}$$

$$\Rightarrow I_{51N} = TAP_{51N} = 1,5 \text{ A}$$

e) Determinação da Classe de Exatidão do TC pela norma ANSI

e.1) Carregamento no secundário do TC pela soma das impedâncias dos relés de fase e de neutro

$$Z_{total} = \sum Z_{relésfase} + \sum Z_{relésneutro}$$

$$Z_{relésfase} = 0,35 \cdot \left(\frac{4}{7,5} \right)^2 \Rightarrow Z_{relésfase} = 0,0995 \Omega$$

$$Z_{relésneutro} = 0,5 \cdot \left(\frac{0,5}{1,5} \right)^2 \Rightarrow Z_{relésneutro} = 0,055 \Omega$$

$$\Rightarrow Z_{total} = 0,0995 + 0,055 = 0,1545 \Omega$$

e.2) Tensão máxima no secundário do TC

$$V_{\max} = \frac{I_{cc\max}}{RTC_1} \cdot Z_{total} = \frac{1313,90}{\frac{400}{5}} \cdot 0,1505 \Rightarrow V_{\max} = 2,471V$$

e.3) Classe de exatidão do TC

TC – Classe de Exatidão: 10C10

- **Relé D2**

a) Dimensionamento do TC pela norma ANSI

- Pelo critério de curto circuito

Sabendo que $RTC = \frac{I_{CCMAX}}{FS}$, então temos:

$$RTC = \frac{1313,6}{20} = 65,70$$

$$RTC = \frac{75}{5}$$

- Pelo critério de carga

$$I_N = \frac{1137,61}{3} = 379,20$$

$$RTC = \frac{400}{5}$$

Com isso prevalece uma $RTC = \frac{400}{5}$

b) Corrente de ajuste do relé de fase temporizado (relé 51)

$$1,5 \cdot \frac{379,20}{400} \leq I_{51} \leq \frac{1137,61}{400} \cdot 1,5 \Rightarrow 7,11 \leq I_{51} \leq 9,48$$

$$\Rightarrow I_{51} = TAP_{51} = 7,5A$$

c) Corrente de ajuste do relé de fase instantâneo (relé 50)

$$\text{Ajuste do Instantâneo} = \frac{I_{cc3\phi} 85\% LT13}{RTC} = 16,47 \text{ A}$$

d) Corrente de ajuste do relé de neutro (relé 51N), de tal modo a suportar um desequilíbrio de 30%

$$I_{51N} = 0,3 \cdot \frac{379,2}{400} \Rightarrow I_{51N} = 1,422A$$

$$\Rightarrow I_{51N} = TAP_{51N} = 1,5A$$

e) Determinação da Classe de Exatidão do TC pela norma ANSI

e.1) Carregamento no secundário do TC pela soma das impedâncias dos relés de fase e de neutro

$$Z_{total} = \sum Z_{relésfase} + \sum Z_{relésneutro}$$

$$Z_{relésfase} = 0,35 \cdot \left(\frac{4}{7,5} \right)^2 \Rightarrow Z_{relésfase} = 0,0995\Omega$$

$$Z_{relésneutro} = 0,5 \cdot \left(\frac{0,5}{1,5} \right)^2 \Rightarrow Z_{relésneutro} = 0,055\Omega$$

$$\Rightarrow Z_{total} = 0,0955 + 0,055 = 0,1545\Omega$$

e.2) Tensão máxima no secundário do TC

$$V_{max} = \frac{I_{ccmax}}{RTC_1} \cdot Z_{total} = \frac{1313,60}{\frac{400}{5}} \cdot 0,1545 \Rightarrow V_{max} = 2,536V$$

e.3) Classe de exatidão do TC

TC – Classe de Exatidão: 10C10

Levando-se em consideração os valores das correntes de curto-circuito fornecidos pelo software PTW, foram desenvolvidos valores de ajustes dos relés de sobrecorrente conforme é mostrado abaixo na Tabela 15.

Tabela 15 - Ajustes em relés de sobrecorrente

RELÉ	RTC	TAP51	TAP51N	Classe de Exatidão do TC
A2	500/5	6,5 A	1,5 A	10C10
B2	400/5	7,5 A	1,5 A	10C10
C2	400/5	7,5 A	1,5 A	10C10
D2	400/5	7,5 A	1,5 A	10C10

Ajustes Etapa 2

Para ajuste dos relés A1, B1, C1 e D1, foram simulados condições de curto circuito máximo, mínimo e trifásico a 85% do trecho da linha. A Tabela 16 mostra os resultados obtidos destas simulações, da mesma maneira como foi realizada na etapa 1, mas agora considerando a contribuição de curto circuito associada à fonte do lado direito.

Tabela 16 - Valores das correntes de curto circuito para cada barra

BARRAS	CURTO CIRCUITO TRIFÁSICO		
	I _{max} [A]	I (85%LT) [A]	I _{min} [A]
2	1669,40	1669,50	1445,74
4	1601,20	1611,10	1386,67
3	1511,20	1524,00	1308,73
1	1466,9	1473,4	1270,37

- **Relé A1**

a) Dimensionamento do TC pela norma ANSI

- Pelo critério de curto circuito

Sabendo que $RTC = \frac{I_{CCMAX}}{FS}$, então temos:

$$RTC = \frac{1466,90}{20} = 73,35$$

$$RTC = \frac{75}{5}$$

- Pelo critério de carga

$$I_N = \frac{1270,37}{3} = 423,45A$$

$$RTC = \frac{500}{5}$$

Com isso prevalece uma $RTC = \frac{500}{5}$.

b) Corrente de ajuste do relé de fase temporizado (relé 51)

$$1,5 \cdot \frac{423,45}{5} \leq I_{51} \leq \frac{1270,37}{5} \cdot 1,5 \Rightarrow 6,35 \leq I_{51} \leq 8,47$$

$$\Rightarrow I_{51} = TAP_{51} = 6,5A$$

c) Corrente de ajuste do relé de fase instantâneo (relé 50)

$$\text{Ajuste do Instantâneo} = \frac{I_{cc3\phi} 85\% LT13}{RTC} = 14,734 \text{ A}$$

d) Corrente de ajuste do relé de neutro (relé 51N), de tal modo a suportar um desequilíbrio de 30%

$$I_{51N} = 0,3 \cdot \frac{423,45}{\frac{500}{5}} \Rightarrow I_{51N} = 1,270 \text{ A}$$

$$\Rightarrow I_{51N} = TAP_{51N} = 1,5 \text{ A}$$

e) Determinação da Classe de Exatidão do TC pela norma ANSI

e.1) Carregamento no secundário do TC pela soma das impedâncias dos relés de fase e de neutro

$$Z_{total} = \sum Z_{relésfase} + \sum Z_{relésneutro}$$

$$Z_{relésfase} = 0,35 \cdot \left(\frac{4}{6.5} \right)^2 \Rightarrow Z_{relésfase} = 0,1325 \Omega$$

$$Z_{rel\acute{e}neutro} = 0,5 \cdot \left(\frac{0,5}{1,5} \right)^2 \Rightarrow Z_{rel\acute{e}neutro} = 0,055\Omega$$

$$\Rightarrow Z_{total} = 0,1325 + 2,44 = 0,1875\Omega$$

e.2) Tensão máxima no secundário do TC

$$V_{max} = \frac{I_{ccmax}}{RTC_1} \cdot Z_{total} = \frac{1466,90}{\frac{500}{5}} \cdot 0,1875 \Rightarrow V_{max} = 2,75V$$

e.3) Classe de exatidão do TC

TC – Classe de Exatidão: 10C10

- **Relé B1**

a) Dimensionamento do TC pela norma ANSI

- Pelo critério de curto circuito

Sabendo que $RTC = \frac{I_{CCMAX}}{FS}$, então temos:

$$RTC = \frac{1511,20}{20} = 75,56$$

$$RTC = \frac{100}{5}$$

- Pelo critério de carga

$$I_N = \frac{1308,73}{3} = 436,24A$$

$$RTC = \frac{500}{5}$$

Com isso prevalece uma $RTC = \frac{500}{5}$.

b) Corrente de ajuste do relé de fase temporizado (relé 51)

$$1,5 \cdot \frac{436,24}{5} \leq I_{51} \leq \frac{1308,73}{5} \cdot 1,5 \Rightarrow 6,54 \leq I_{51} \leq 8,72$$

$$\Rightarrow I_{51} = TAP_{51} = 7,0A$$

c) Corrente de ajuste do relé de fase instantâneo (relé 50)

$$\text{Ajuste do Instantâneo} = \frac{I_{cc3\phi} 85\% LT13}{RTC} = 15,24 A$$

d) Corrente de ajuste do relé de neutro (relé 51N), de tal modo a suportar um desequilíbrio de 30%

$$I_{51N} = 0,3 \cdot \frac{436,24}{5} \Rightarrow I_{51N} = 1,30A$$

$$\Rightarrow I_{51N} = TAP_{51N} = 1,5A$$

e) Determinação da Classe de Exatidão do TC pela norma ANSI

e.1) Carregamento no secundário do TC pela soma das impedâncias dos relés de fase e de neutro

$$Z_{total} = \sum Z_{relésfase} + \sum Z_{relésneutro}$$

$$Z_{relésfase} = 0,35 \cdot \left(\frac{4}{7}\right)^2 \Rightarrow Z_{relésfase} = 0,114\Omega$$

$$Z_{relésneutro} = 0,5 \cdot \left(\frac{0,5}{1,5}\right)^2 \Rightarrow Z_{relésneutro} = 0,055\Omega$$

$$\Rightarrow Z_{total} = 0,114 + 0,055 = 0,169\Omega$$

e.2) Tensão máxima no secundário do TC

$$V_{max} = \frac{I_{ccmax}}{RTC_1} \cdot Z_{total} = \frac{1511,20}{\frac{500}{5}} \cdot 0,169 \Rightarrow V_{max} = 2,553V$$

e.3) Classe de exatidão do TC

TC – Classe de Exatidão: 10C10

- **Relé C1**

a) Dimensionamento do TC pela norma ANSI

- Pelo critério de curto circuito

Sabendo que $RTC = \frac{I_{CCMAX}}{FS}$, então temos:

$$RTC = \frac{1601,20}{20} = 80,06$$

$$RTC = \frac{100}{5}$$

- Pelo critério de carga

$$I_N = \frac{1386,67}{3} = 462,22A$$

$$RTC = \frac{500}{5}$$

Com isso prevalece uma $RTC = \frac{500}{5}$

b) Corrente de ajuste do relé de fase temporizado (relé 51)

$$1,5 \cdot \frac{462,22}{5} \leq I_{51} \leq \frac{1386,67}{5} \cdot 1,5 \Rightarrow 6,93 \leq I_{51} \leq 9,24$$

$$\Rightarrow I_{51} = TAP_{51} = 7,0A$$

c) Corrente de ajuste do relé de fase instantâneo (relé 50)

$$\text{Ajuste do Instantâneo} = \frac{I_{cc3\phi} 85\% LT13}{RTC} = 16,11 \text{ A}$$

d) Corrente de ajuste do relé de neutro (relé 51N), de tal modo a suportar um desequilíbrio de 30%.

$$I_{51N} = 0,3 \cdot \frac{462,22}{\frac{500}{5}} \Rightarrow I_{51N} = 1,386 \text{ A}$$

$$\Rightarrow I_{51N} = TAP_{51N} = 1,5 \text{ A}$$

e) Determinação da Classe de Exatidão do TC pela norma ANSI

e.1) Carregamento no secundário do TC pela soma das impedâncias dos relés de fase e de neutro

$$Z_{total} = \sum Z_{reléfase} + \sum Z_{reléneutro}$$

$$Z_{reléfase} = 0,35 \cdot \left(\frac{4}{7}\right)^2 \Rightarrow Z_{reléfase} = 0,114 \Omega$$

$$Z_{reléneutro} = 0,5 \cdot \left(\frac{0,5}{1,5}\right)^2 \Rightarrow Z_{reléneutro} = 0,055 \Omega$$

$$\Rightarrow Z_{total} = 0,114 + 0,055 = 0,169 \Omega$$

e.2) Tensão máxima no secundário do TC

$$V_{\max} = \frac{I_{cc\max}}{RTC_1} \cdot Z_{total} = \frac{1601,20}{\frac{500}{5}} \cdot 0,169 \Rightarrow V_{\max} = 2,706V$$

e.3) Classe de exatidão do TC

TC – Classe de Exatidão: 10C10

- **Relé D1**

a) Dimensionamento do TC pela norma ANSI

- Pelo critério de curto circuito

Sabendo que $RTC = \frac{I_{CCMAX}}{FS}$, então temos:

$$RTC = \frac{1669,40}{20} = 83,47$$

$$RTC = \frac{100}{5}$$

- Pelo critério de carga

$$I_N = \frac{1445,74}{3} = 481,91A$$

$$RTC = \frac{500}{5}$$

Com isso prevalece uma $RTC = \frac{500}{5}$.

b) Corrente de ajuste do relé de fase temporizado (relé 51)

$$1,5 \cdot \frac{481,91}{\frac{500}{5}} \leq I_{51} \leq \frac{1445,74}{\frac{500}{5}} \cdot 1,5 \Rightarrow 7,22 \leq I_{51} \leq 9,63$$

$$\Rightarrow I_{51} = TAP_{51} = 7,5A$$

c) Corrente de ajuste do relé de fase instantâneo (relé 50)

$$\text{Ajuste do Instantâneo} = \frac{I_{cc3\phi} 85\% LT13}{RTC} = 16,695 A$$

d) Corrente de ajuste do relé de neutro (relé 51N), de tal modo a suportar um desequilíbrio de 30%

$$I_{51N} = 0,3 \cdot \frac{481,91}{\frac{500}{5}} \Rightarrow I_{51N} = 1,445A$$

$$\Rightarrow I_{51N} = TAP_{51N} = 1,5A$$

e) Determinação da Classe de Exatidão do TC pela norma ANSI

e.1) Carregamento no secundário do TC pela soma das impedâncias dos relés de fase e de neutro

$$Z_{total} = \sum Z_{relésfase} + \sum Z_{relésneutro}$$

$$Z_{rel\acute{e}sfase} = 0,35 \cdot \left(\frac{4}{7,5}\right)^2 \Rightarrow Z_{rel\acute{e}sfase} = 0,0995\Omega$$

$$Z_{rel\acute{e}neutro} = 0,5 \cdot \left(\frac{0,5}{1,5}\right)^2 \Rightarrow Z_{rel\acute{e}neutro} = 0,055\Omega$$

$$\Rightarrow Z_{total} = 0,0995 + 0,055 = 0,1545\Omega$$

e.2) Tensão máxima no secundário do TC

$$V_{\max} = \frac{I_{cc\max}}{RTC_1} \cdot Z_{total} = \frac{1669,40}{\frac{500}{5}} \cdot 0,1545 \Rightarrow V_{\max} = 2,58V$$

e.3) Classe de exatidão do TC

TC – Classe de Exatidão: 10C10

Levando-se em consideração os valores das correntes de curto-circuito fornecidos pelo software PTW, foram desenvolvidos valores de ajustes dos relés de sobrecorrente conforme é mostrado abaixo na Tabela 17.

Tabela 17 - Ajustes em relés de sobrecorrente

RELÉ	RTC	TAP51	TAP51N	Classe de Exatidão do TC
A1	500/5	6,5 A	1,5 A	10C10
B1	500/5	7,0 A	1,5 A	10C10
C1	500/5	7,0 A	1,5 A	10C10
D1	500/5	7,5 A	1,5 A	10C10

7.1.2 Resultados obtidos na coordenação dos relés de sobrecorrente (50/51)

Depois de serem obtidos os ajustes de tape dos relés e determinada a relação de transformação de cada um dos TC's, o time dial de cada relé foi ajustado utilizando funções do software PTW.

De acordo com um dos critérios adotado para o ajuste de relés digitais do sistema radial em questão, o tempo de coordenação foi ajustado em 0,25s, um valor compatível com os tipos de equipamentos que temos disponíveis atualmente. Sendo assim, os ajustes dos relés de sobrecorrente (50/51) do elemento instantâneo foi fixado em 0,03s.

A Tabela 18 mostra os resultados obtidos no processo de coordenação de ajuste do grupo de relés A2, B2, C2 e D2 para um curto circuito trifásico na barra 6 do sistema exemplo. Os demais relés indicados não atuam devido a operação de bloqueio do elemento direcional.

Tabela 18 - Tempo de atuação dos relés para curto trifásico na barra 6

	Relé	Curto Trifásico Barra 6	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2	1,25	0,598
	C2	1,50	0,727
	B2	1,75	0,861
	A2	2	1,099
Relés coordenados entre si	D1	1,97	9999
	C1	1,72	9999
	B1	1,47	9999
	A1	1,22	9999

A Tabela 19 apresenta os tempos de atuação para um curto a 86% da LT 26. O relé D2 atua de forma temporizada, enquanto que o relé D1 atua instantaneamente.

Tabela 19 - Tempo de atuação dos relés para curto trifásico a 86% LT 26

	Relé	Curto Trifásico 86% LT 26	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2	1,25	0,572
	C2	1,50	0,721
	B2	1,75	0,864
	A2	2	1,089
Relés coordenados entre si	D1	1,97	0,03
	C1	1,72	9999
	B1	1,47	9999
	A1	1,22	9999

A Tabela 20 mostra os resultados da coordenação entre os relés A2, B2 e C2 para um curto trifásico na Barra 2.

Tabela 20 - Tempo de atuação dos relés para curto trifásico na Barra 2

	Relé	Curto Trifásico Barra 2	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2	1,25	9999
	C2	1,50	0,724
	B2	1,75	0,864
	A2	2	1,075
Relés coordenados entre si	D1	1,97	0,992
	C1	1,72	9999
	B1	1,47	9999
	A1	1,22	9999

A Tabela 21 mostra os tempos de atuação para um curto trifásico a 86% da LT 42. A coordenação ocorre entre os relés A2, B2 e C2. O relé C1 atua instantaneamente, sendo que o relé D1 atua como retaguarda. Os outros relés não atuam devido à ação do elemento direcional.

Tabela 21 - Tempo de atuação dos relés para curto trifásico a 86% da LT 42

	Relé	Curto Trifásico 86%LT42	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2	1,25	9999
	C2	1,50	0,722
	B2	1,75	0,861
	A2	2	1,071
Relés coordenados entre si	D1	1,97	0,988
	C1	1,72	0,03
	B1	1,47	9999
	A1	1,22	9999

A Tabela 22 mostra os resultados da coordenação entre os relés A2 e B2 para um curto trifásico na barra 4.

Tabela 22 - Tempo de atuação dos relés para curto trifásico na barra 4

	Relé	Curto Trifásico Barra 4	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2	1,25	9999
	C2	1,50	9999
	B2	1,75	0,834
	A2	2	1,051
Relés coordenados entre si	D1	1,97	1,023
	C1	1,72	0,823
	B1	1,47	9999
	A1	1,22	9999

A Tabela 23 mostra os tempos de operação da proteção para um curto trifásico a 86% da LT 34. A coordenação ocorre entre os relés A2 e B2. O relé B1 atua de forma instantânea, e ainda temos a atuação dos relés C1 e D1, com o objetivo de isolar o defeito.

Tabela 23 - Tempo de atuação dos relés para curto trifásico a 86% da LT 34

	Relé	Curto Trifásico 86% LT34	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2	1,25	9999
	C2	1,50	9999
	B2	1,75	0,816
	A2	2	1,032
Relés coordenados entre si	D1	1,97	1,019
	C1	1,72	0,812
	B1	1,47	0,03
	A1	1,22	9999

A Tabela 24 apresenta os tempos de atuação e ilustra a coordenação entre os relés B1, C1 e D1 e a atuação do relé A2, agora para curto trifásico na barra 3

Tabela 24 - Tempo de atuação dos relés para curto trifásico na barra 3

	Relé	Curto Trifásico Barra 3	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2	1,25	9999
	C2	1,50	9999
	B2	1,75	9999
	A2	2	0,992
Relés coordenados entre si	D1	1,97	1,084
	C1	1,72	0,861
	B1	1,47	0,724
	A1	1,22	9999

A Tabela 25 mostra os tempos de atuação da proteção para um curto trifásico a 86% da LT 13. A coordenação ocorre entre os relés B1, C1 e D1. O relé A1 atua instantaneamente, tendo o relé A2 como retaguarda. Os demais relés não atuam devido à ação do elemento direcional de corrente.

Tabela 25 - Tempo de atuação dos relés para curto trifásico a 86% da LT13

	Relé	Curto Trifásico a 86% LT13	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2	1,25	9999
	C2	1,50	9999
	B2	1,75	9999
	A2	2	0,983
Relés coordenados entre si	D1	1,97	1,065
	C1	1,72	0,857
	B1	1,47	0,714
	A1	1,22	0,03

A Tabela 26 mostra o tempo de atuação e a coordenação do grupo de relés A1, B1, C1 e D1, para curto trifásico na barra 2. Os demais relés não atuam devido ao efeito do elemento direcional de corrente.

Tabela 26 - Tempo de atuação dos relés para curto trifásico na barra 1

	Relé	Curto Trifásico Barra 1	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2	1,25	9999
	C2	1,50	9999
	B2	1,75	9999
	A2	2	9999
Relés coordenados entre si	D1	1,97	1,109
	C1	1,72	0,892
	B1	1,47	0,743
	A1	1,22	0,554

Segue, no anexo A, as curvas de tempo para os grupos de relés coordenados entre si, o grupo formado pelos relés D2, C2, B2 e A2 e também os relés D1, C1, B1 e A1.

7.1.3 Resultados obtidos na coordenação dos relés de sobrecorrente de neutro (51N)

Para que seja realizada a coordenação entre os relés de neutro, utilizamos a mesma ferramenta utilizada para a coordenação dos relés de fase. O tempo de coordenação foi o mesmo para o caso anterior, em torno de 0,5s.

A Tabela 27 mostra a coordenação entre os relés D2n, C2n, B2n e A2n, sendo que estes foram utilizados com a função relé de neutro. As correntes de curto que levam estes relés a atuarem não provocam a atuação dos relés A1n, B1n, C1n e D1n.

Tabela 27 - Tempo de atuação dos relés para curto fase terra na barra 6

	Relé	Curto Fase - Terra Barra 6	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2n	1,25	0,127
	C2n	1,50	0,166
	B2n	1,75	0,202
	A2n	2	0,257
Relés coordenados entre si	D1n	1,97	9999
	C1n	1,72	9999
	B1n	1,47	9999
	A1n	1,22	9999

A Tabela 28 ilustra, para o curto fase-terra na barra 2 da Figura 39, a coordenação entre os relés C2n, B2n e A2n. O relé D2n não atua devido ao elemento direcional do relé.

Tabela 28 - Tempo de atuação dos relés para curto fase terra na barra 2

	Relé	Curto Fase - Terra Barra 2	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2n	1,25	9999
	C2n	1,50	0,156
	B2n	1,75	0,191
	A2n	2	0,244
Relés coordenados entre si	D1n	1,97	0,258
	C1n	1,72	9999
	B1n	1,47	9999
	A1n	1,22	9999

A Tabela 29 ilustra, para um curto fase-terra na barra 4, a coordenação entre os relés C1n, D1n e B2n, A2n.

Tabela 29 - Tempo de atuação dos relés para curto fase terra na barra 4

	Relé	Curto Fase - Terra Barra 4	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2n	1,25	9999
	C2n	1,50	9999
	B2n	1,75	0,186
	A2n	2	0,241
Relés coordenados entre si	D1n	1,97	0,263
	C1n	1,72	0,229
	B1n	1,47	9999
	A1n	1,22	9999

A Tabela 30 mostra a coordenação entre os relés B1n, C1n e D1n para um curto fase-terra na barra 3.

Tabela 30 - Tempo de atuação dos relés para curto fase terra na barra 3

	Relé	Curto Fase - Terra Barra 3	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2n	1,25	9999
	C2n	1,50	9999
	B2n	1,75	9999
	A2n	2	0,276
Relés coordenados entre si	D1n	1,97	0,271
	C1n	1,72	0,229
	B1n	1,47	0,186
	A1n	1,22	9999

A Tabela 31 mostra a coordenação entre os relés A1n, B1n, C1n e D1n para um curto fase-terra na barra 1.

Tabela 31 - Tempo de atuação dos relés para curto fase terra na barra 1

	Relé	Curto Fase - Terra Barra 1	
		Time Dial	Atuação (s)
Relés coordenados entre si	D2n	0,5	9999
	C2n	1	9999
	B2n	1,5	9999
	A2n	2	9999
Relés coordenados entre si	D1n	1,97	0,282
	C1n	1,72	0,242
	B1n	1,47	0,196
	A1n	1,22	0,150

Segue, no anexo B, as curvas de tempo para os grupos de relés de neutro coordenados entre si, o grupo formado pelos relés D2n, C2n, B2n e A2n e também os relés D1n, C1n, B1n e A1n.

CAPÍTULO 8: CONCLUSÃO

Em suma, verificamos ao longo do desenvolvimento do trabalho, as facilidades que o software PTW proporciona para a coordenação e ajustes da proteção de sistema de energia elétrica.

Sabemos que os cálculos das correntes de curto circuito e também, estudos de parametrização e coordenação de relés de sobrecorrente demandam a maior parte do tempo necessário. A causa desta maior ocupação com tempo necessário para execução destas atividades, está diretamente ligada com a complexidade conceitual e ao grande número de operações matemáticas existentes na realização dos cálculos para obtermos estas correntes.

O crescimento dos sistemas de potência trouxe como consequência, a grande utilização de programas computacionais como suporte de estudos de uma maneira geral. Este trabalho de fim de curso procurou mostrar, portanto, que a utilização de programas computacionais se mostra extremamente importante, principalmente quando se trata de um sistema de grande porte a ser analisado.

O software PTW mostrou ser uma poderosa ferramenta para estudos de proteção e estudos de curto circuito. Ao longo do desenvolvimento do trabalho, verificamos que podem ser implementados estudos de desempenho de relés eletromecânicos, relés estáticos e relés digitais, sendo possível a avaliação do tempo de atuação dos mesmos. Com relação às proteções de sistema de energia elétrica, verifica-se que temos em grande quantidade a utilização de relés digitais. A utilização de relés digitais, contribuiu para que a carga dos mesmos, instalados no secundário de seus respectivos Transformadores de Corrente, fossem de certa forma considerado bem pequeno em comparação as cargas de relés eletromecânicos. Isso reforça a idéia da aplicação da proteção de uma maneira geral por relés digitais.

Os relés digitais podem efetuar várias funções, tais como supervisão de rede, transmissão de sinais, conexões com computadores centrais mainframe, auto supervisão, religamento dos disjuntores, obtenção de dados para relatórios, entre outras funções existentes.

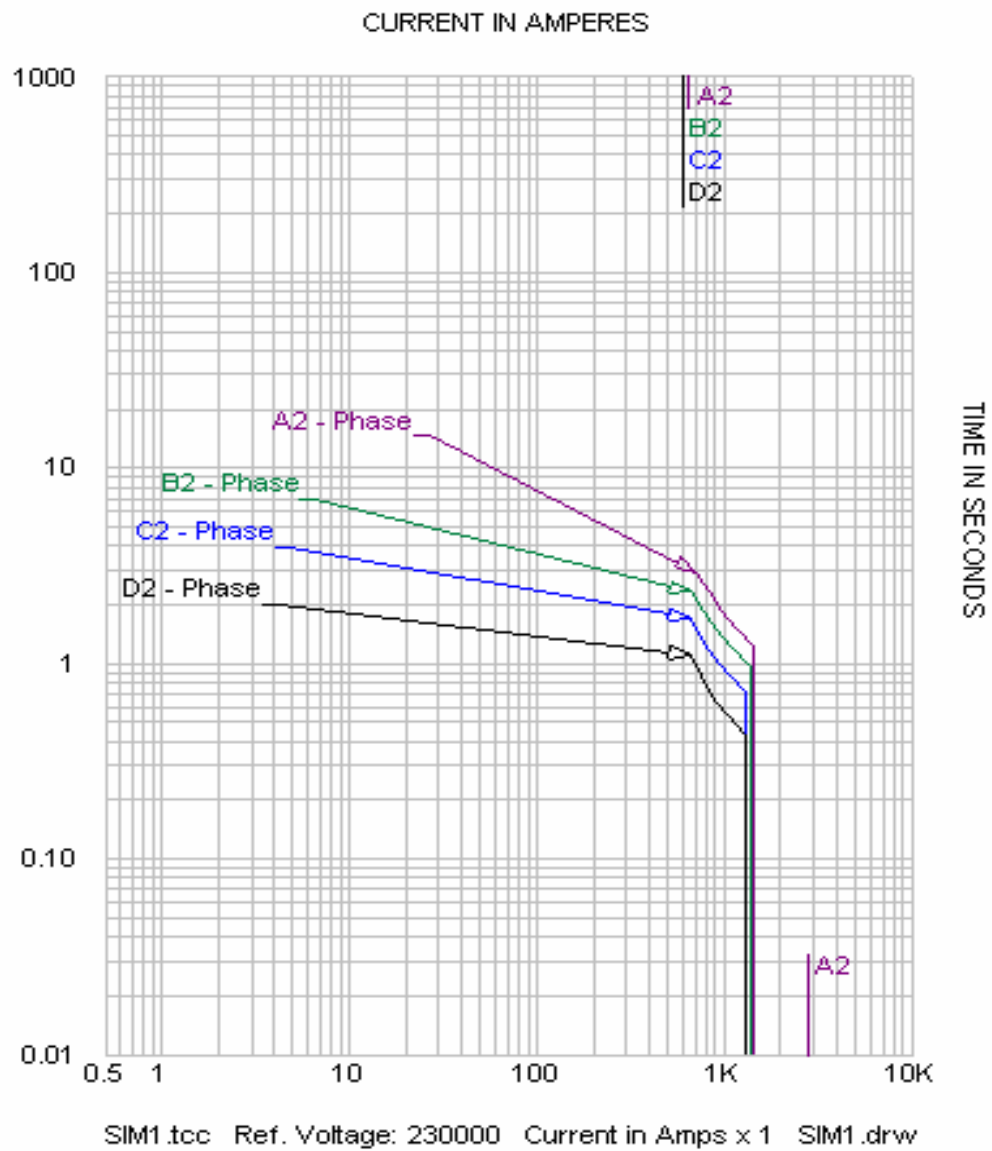
Este presente trabalho procurou dar ênfase à utilização do software PTW para ajustes e coordenação de relés de sobrecorrente. Obtemos também a relação de transformação de cada TC utilizado e sua classe de exatidão, seguindo a norma ANSI. Para sistemas mais complexos, ainda temos a necessidade de implementar outros tipos de relés e formas de proteção para que possa viabilizar a efetiva coordenação destes relés. Para um futuro trabalho de fim de curso, fica a sugestão para a mesma linha utilizada neste projeto, tratar-se da coordenação de relés de distância.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

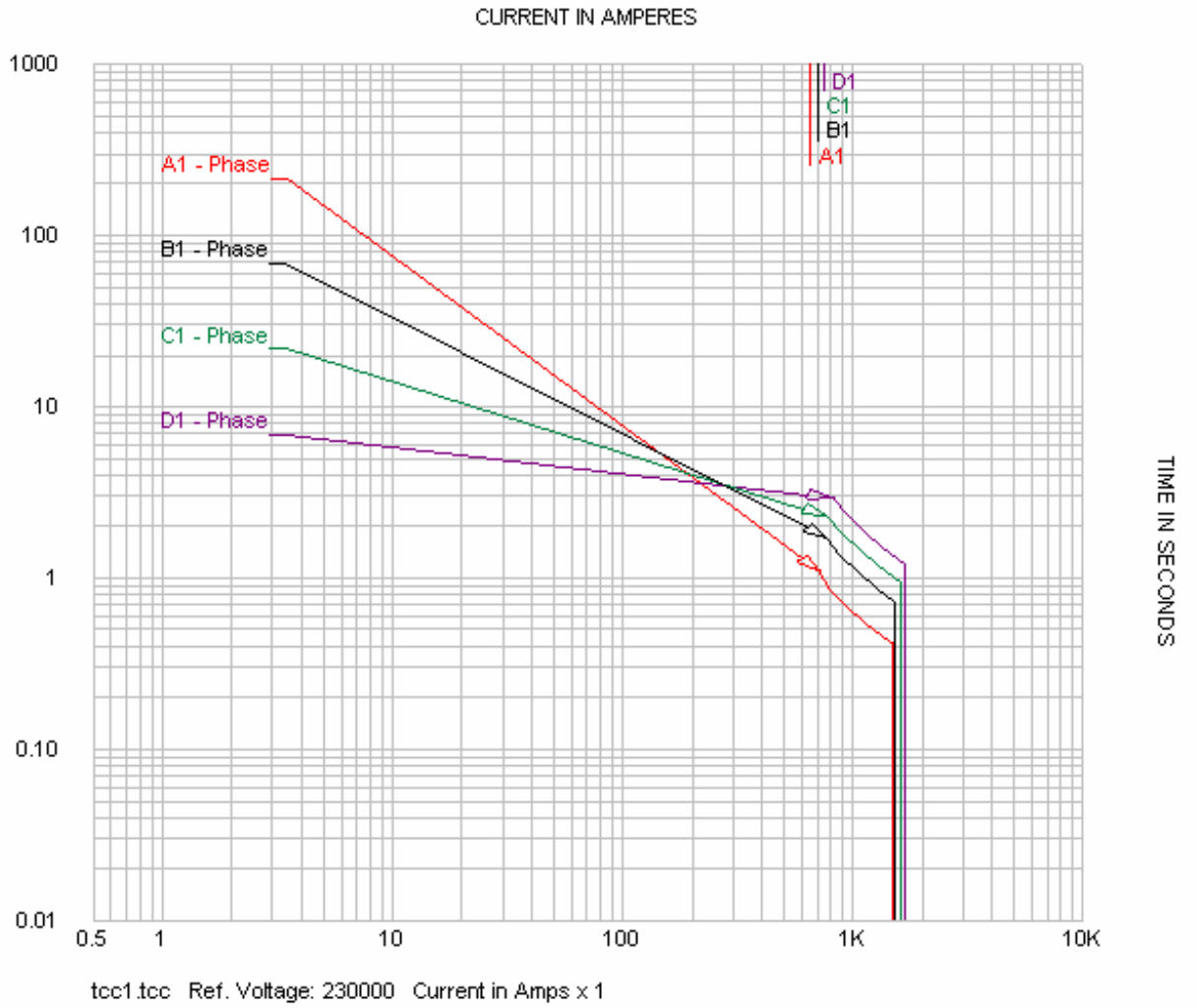
- [1] STEVENSON, William. D. J., GRAINGER, J. J., *Power System Analysis*, McGraw-Hill Internacional Editions, Electrical Engineering Series, 1994.
- [2] KINDERMANN, Geraldo, *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, Volume I, 2ª Edição, Florianópolis, SC, 1999.
- [3] ROBBIA, Ernesto J., *Introdução a Sistemas Elétricos de Potência – Componentes Simétricas*, Ed. Edgard Blucher Ltda., 1973.
- [4] SATO, Fujito, *Proteção de Sistemas de Energia Elétrica*, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Campinas, SP, 2005.
- [5] NEMÉSIO DE SOUZA, J. *Apostila de Equipamentos Elétricos – DEE – UFRJ*, 1998.
- [6] MAMEDE FILHO, J. *Manual de Equipamentos Elétricos*, Vol. 1, Livros Técnicos e Científicos Editora, 3ª Edição, 2005.
- [7] PTW, *Tutorial do programa*, versão 2005.
- [8] MANZONI, Alessandro, *Notas de aulas de ADESP – DEE – UFRJ*, 2007.
- [9] ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) – <http://www.ons.com.br> – 04/08/09.
- [10] BLACKBURN, J. Lewis – *Protective Relaying – Principles and Applications*, Second Edition, 1996.

ANEXO A

Curvas de Relés de Fase D2, C2, B2 e A2 utilizados no Exemplo:

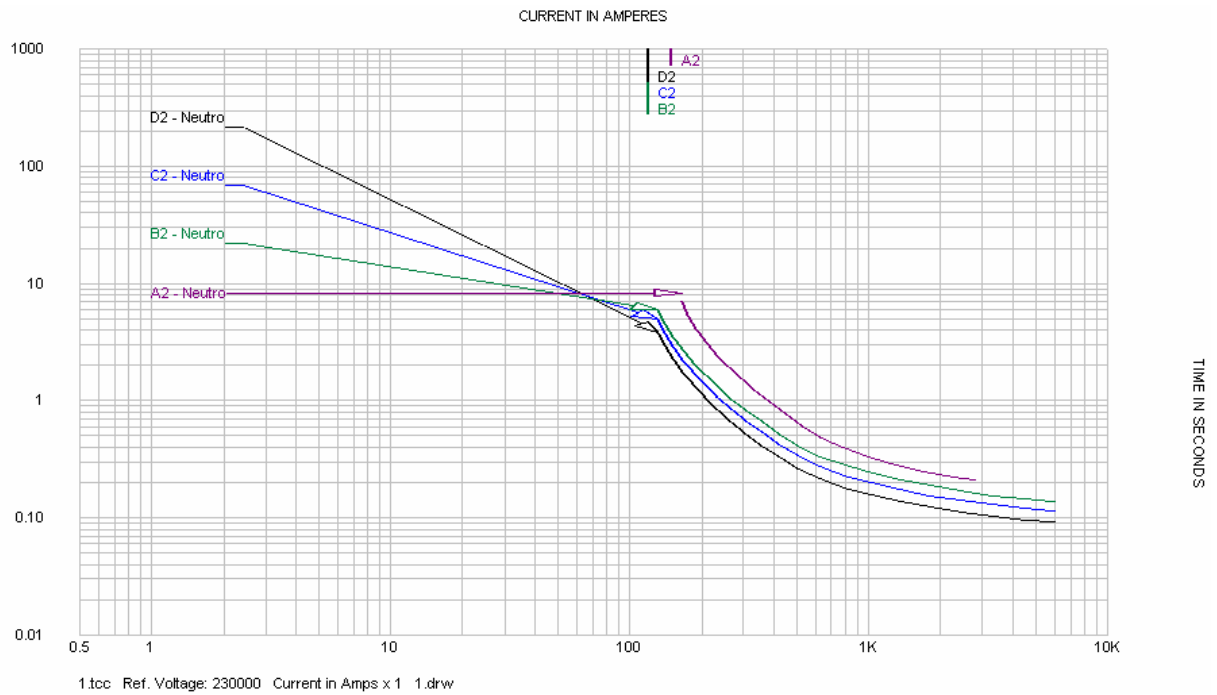


Curvas de Relés de Fase D1, C1, B1 e A1 utilizados no Exemplo:



ANEXO B

Curvas de Relés de Neutro D2n, C2n, B2n e A2n utilizados no Exemplo:



Curvas de Relés de Neutro D1n, C1n, B1n e A1n utilizados no Exemplo:

