

MICHELE OGAWA TAKANO

ANTEPROJETO DE UM SISTEMA DIGITAL DE PROTEÇÃO E CONTROLE
APLICADO EM UMA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA INDUSTRIAL

MICHELE OGAWA TAKANO

ANTEPROJETO DE UM SISTEMA DIGITAL DE PROTEÇÃO E CONTROLE
APLICADO EM UMA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA INDUSTRIAL

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Rossi

Guaratinguetá
2011

Takano, Michele Ogawa
T136 Anteprojeto de um sistema digital de proteção e controle aplicado em
a uma subestação elétrica industrial / Michele Ogawa Takano –
Guaratinguetá : [s.n], 2011.
119 f : il.
Bibliografia: f. 101

Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade
Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2011.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Rossi

1. Confiabilidade (Engenharia) 2. Relés de proteção I. Título


CDU 658.56

**ANTEPROJETO DE UM SISTEMA DIGITAL DE PROTEÇÃO E CONTROLE
APLICADO EM UMA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA INDUSTRIAL**

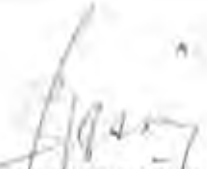
MICHELE OGAWA TAKANO

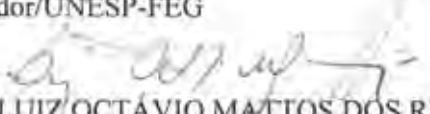
**ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO
PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
"GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA"**


**APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**


Prof. Dr. SAMUEL EUZÉDICE DE LUCENA
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. RONALDO ROSSI
Orientador/UNESP-FEG


Prof. Dr. LUIZ OCTÁVIO MATTOS DOS REIS
UNESP-FEG


Prof. Dr. DURVAL LUIZ S. RICCIULLI
UNESP-FEG

Dezembro de 2011

de modo especial, a meus pais e amigos que sempre me incentivaram em todos os momentos difíceis para que eu pudesse concluir dignamente este curso.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço aos meus pais *Paulino Takano* e *Lúcia Takano*, que me proporcionaram todas as condições para que eu realizasse este curso, mesmo em meio às mais diversas circunstâncias.

ao meu orientador *Prof. Dr. Ronaldo Rossi* por conceder a oportunidade de realizar este trabalho me incentivando e auxiliando sempre que necessário.

aos meus amigos que sempre nas horas de dificuldades estavam sempre prontos para me ajudar e apoiar.

ao meu mestre *Dr. Daisaku Ikeda* por todas as palavras de incentivo que sempre me fortaleceram, jamais permitindo desistir dos meus sonhos e objetivos.

aos meus familiares por toda força e dedicação e principalmente por sempre acreditarem no meu potencial.

às funcionárias da Biblioteca do Campus de Guaratinguetá em particular à Rosana pela dedicação, presteza e principalmente pela vontade de ajudar em todas as situações.

TAKANO, M. O. **Anteprojeto de um Sistema Digital de Proteção e Controle aplicado em uma Subestação Elétrica Industrial**. 2011. 119 f. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2011.

RESUMO

Com o crescimento da demanda no setor de energia elétrica nas últimas décadas, os sistemas de distribuição e transmissão urbana veem a necessidade cada vez maior de se aprimorar nas subestações, os procedimentos e as técnicas de automação de manobras na operação de tais sistemas, no sentido de atender melhor aos seus índices de qualidade, disponibilidade, continuidade e confiabilidade operativa. Desta forma, o objetivo do presente trabalho é o de realizar um estudo de proteção e controle de um sistema elétrico industrial envolvendo os procedimentos de digitalização e automatismos de manobras utilizando as técnicas operacionais e demais informações pertinentes usadas em um Sistema Elétrico Industrial típico de Alta Tensão. Foram feitas análises de curtos-circuitos a fim de especificar os principais componentes da subestação de 138 [kV], além disso, foram utilizados os relés digitais da linha MiCOM para realizar a proteção dos elementos presentes na mesma. Com isso, foi desenvolvido um programa permitindo que o usuário monitore o estado dos disjuntores através de uma tela de supervisão podendo simular alguns tipos de faltas bem como observar as características de cada dispositivo. Assim, percebe-se a importância de um sistema rápido e confiável que assegure a proteção dos equipamentos e a continuidade do processo industrial devido a falhas no sistema elétrico. Vale ressaltar que toda esta digitalização foi favorecida principalmente pelo avanço da tecnologia digital nos últimos anos, principalmente da microeletrônica, aparecendo também ferramentas de supervisão permitindo o desenvolvimento de sistemas complexos em supervisão e controle de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE: Subestação. Digitalização. Confiabilidade. Relés Digitais. Proteção e Controle. Monitoramento.

TAKANO, M. O. **Draft of a Digital System Protection and Control applied in an Industrial Electrical Substation.** 2011. 119 f. Graduate Work in Electrical Engineering – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2011.

ABSTRACT

With the growth of the demand on electric energy in the last decades, the urban distribution and transmission systems have experienced a bigger necessity to improve on the substations, the automation procedures and techniques on the operation maneuvers of such systems, in a sense that better attends the quality levels, availability, continuity and operational reliability. In this way, the objective of the present paper is to perform a study of protection and control on an electrical industrial system involving the procedures of digitizing and maneuvers automatism utilizing operational techniques and other pertinent information used in a typical high-voltage Industrial Electrical System. Analysis were made on short-circuits to specify the main components of the 138 [kV] substation, in addition, there were used digital MiCOM relays to make the protection of the present elements. With that, a program was developed to allow the user to monitor the condition of circuit-breakers through a supervision screen being able to simulate some kinds of faults, as well as observing the characteristics of each device. This way, the importance of having a fast and reliable system that ensures the equipment's protection and the industrial process continuity due to faults on the electrical system is noticeable. It's important to highlight that all this digitizing was mainly favored by the development of digital technology on the last years, mainly on microelectronics, also with the appearance of supervision gadgets allowing the development of complex systems in supervision and electric energy control.

KEYWORDS: Substation. Scanning. Reliability. Digital Relays. Protection and Control. Monitoring.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Barramento Singelo	18
Figura 2 – Barramento Singelo com acoplamento longitudinal	18
Figura 3 – Barramento Principal com barra auxiliar ou de transferência.....	19
Figura 4 – Barramento Duplo - disjuntor simples e barra de transferência.....	20
Figura 5 – Barramento Duplo – um disjuntor e meio.....	20
Figura 6 – Barramento em Anel	21
Figura 7 – Barramento Duplo com disjuntor duplo.....	21
Figura 8 – Disjuntores a óleo.....	23
Figura 9 – Disjuntores a vácuo	23
Figura 10a – Aspectos construtivos de chaves seccionadoras.....	25
Figura 10b – Chaves Seccionadoras	26
Figura 11 – Transformadores de Corrente.....	28
Figura 12 – Transformadores de Potencial.....	28
Figura 13 – Paralelogramos referentes às classes de exatidão para TC´s de medição	29
Figura 14 – Paralelogramos referentes às classes de exatidão para TP´s	31
Figura 15 – Relés de Proteção	33
Figura 16 – Diagrama Unifilar da SE.....	35
Figura 17 – Diagrama de Impedâncias da SE.....	42
Figura 18 – Falta na barra k.....	43
Figura 19 – Falta na barra k1	43
Figura 20 – Falta na barra k2.....	44
Figura 21 – Falta na barra k3.....	45
Figura 22 – Falta na barra de MT considerando TF1 e TF2 em paralelo.....	45
Figura 23 – Disjuntor a SF6 Siemens de AT.....	47
Figura 24 – Chave Seccionadora Siemens de AT	48
Figura 25 – Disjuntor à vácuo Siemens de MT	49
Figura 26 – Chave Seccionadora Siemens de MT.....	50
Figura 27 – Transformador de Corrente Siemens de AT	52
Figura 28 – Transformador de Corrente Braspel de MT	53
Figura 29 – Transformador de Potencial Braspel de MT	55
Figura 30 – Pára-raios Siemens de AT	56
Figura 31 - Diagrama esquemático de um relé digital.....	57

Figura 32 – Operação integrada em rede de relés digitais.....	58
Figura 33 – Relé Digital MiCOM P123	60
Figura 34 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P123	61
Figura 35 – Painel frontal de interface com o usuário.....	64
Figura 36 – Relé Digital MiCOM P632	64
Figura 37 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P632	65
Figura 38 – Característica de trip da proteção diferencial.....	66
Figura 39 – Relé Digital MiCOM P746	69
Figura 40 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P746	70
Figura 41 – Relé Digital MiCOM P225	73
Figura 42 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P225	74
Figura 43 – Relé Digital MiCOM 343	80
Figura 44 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P343	81
Figura 45 – Integração de dispositivos de uma SE.....	86
Figura 46 – Automação de SE's com barramento de estação IEC 61850-8.....	88
Figura 47 – Gerador AMG 1600	90
Figura 48 – Subestação Elétrica Industrial	91
Figura 49 – Tela principal do programa	92
Figura 50 – Subestação operando em condições normais	93
Figura 51 – Falta da Concessionária na SE	94
Figura 52 – Mensagem de finalização do processo de entrada do Gerador de Emergência	95
Figura 53 – Falta do Transformador 1 na SE	95
Figura 54 – Falta do Transformador 2 na SE	96
Figura 55 – Tela de características do Transformador 1	97
Figura 56 – Tela de características do Transformador 2	97
Figura 57 – Tela de características do Transformador 3	97
Figura 58 – Tela de características do Gerador	98
Figura 59a – Tela de características do Motor de Indução 1.....	98
Figura 59b – Tela de características do Motor de Indução 2.....	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Níveis de isolamento para tensões nominais de 1[kV] até 72,5[kV]	23
Tabela 2 - Níveis de isolamento para tensões nominais de 92[kV] até 242[kV]	24
Tabela 3 - Níveis de isolamento para tensões nominais de 92[kV] até 242[kV]	26
Tabela 4 – Erros em transformadores de corrente – TC’s de Proteção	28
Tabela 5 – Erros em transformadores de corrente – TC’s de Medição	29
Tabela 6 – Cargas nominais para Transformadores de Corrente.....	30
Tabela 7 – Classes de Precisão em Transformadores de Potencial	30
Tabela 8 – Cargas nominais para Transformadores de Potencial.....	31
Tabela 9 – Especificação do Disjuntor de AT	47
Tabela 10 – Especificação da Chave Seccionadora de AT	47
Tabela 11– Especificação do Disjuntor de MT	49
Tabela 12 – Especificação da Chave Seccionadora de MT.....	50
Tabela 13 – Especificação do TC de AT	52
Tabela 14 – Especificação do TC de MT	53
Tabela 15 – Especificação do TP de MT.....	55
Tabela 16 – Especificação do Pára-raios de AT.....	56
Tabela 17 – Características do Relé Digital MiCOM P123	60
Tabela 18 – Características do Relé Digital MiCOM P632	65
Tabela 19 – Características do Relé Digital MiCOM P746	69
Tabela 20 – Características do Relé Digital MiCOM P225	74
Tabela 21 – Características do Relé Digital MiCOM P343	80
Tabela 22 – Características do Gerador de Emergência.....	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANSI	- American National Standards Institute
ASA	- American Standards Association
AT	- Alta Tensão
CLP	- Controlador Lógico Programável
CPU	- Central Processing Unit
CTS	- Supervisor de Transformador de Corrente
DMT	- Tempo de Atraso Definido
EAT	- Extra Alta Tensão
EPRI	- Power Research Institute
FCR	- Fator de correlação de relação
FP	- Fator de Potência
GOOSE	- Generic Object Oriented Substation Event
IDMT	- Tempo de Atraso Definido Inverso
IEC	- International Electrotechnical Committee
IED	- Intelligent Electronic Devices
IEEE	- Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	- Interface Homem Máquina
LAN	- Local Area Network
LCD	- Liquid Crystal Display
MIT	- Motor de Indução Trifásico
MMS	- Manufacturing Message Specification
MT	- Média Tensão
NA	- Normal Aberto
NBI	- Nível Básico de Isolação
ONAF	- Óleo Natural Ar Forçado
ONAN	- Óleo Natural Ar Natural
PSL	- Programmable Scheme Logic
PU	- Por Unidade
P&C	- Proteção e Controle
RTC	- Relação Nominal de Transformação da Corrente
RTD	- Resistance Temperature Detector

RTP	-	Relação Nominal de Transformação de Potencial
RTU	-	Remote Terminal Unit
SAS	-	Sistemas de Automação de Subestações
SCADA	-	Supervisory Control and Data Acquisition
SE	-	Subestação Elétrica
SEI	-	Sistema Elétrico Industrial
SV	-	Sampled Values
TC	-	Transformador de Corrente
TH	-	Thèvenin
TP	-	Transformador de Potencial
T&D	-	Transmission & Distribution
VTS	-	Supervisor de Transformador de Potencial
UCA	-	Utility Communications Architecture

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Subestações Elétricas.....	17
1.1.1 Configurações Típicas de Barramentos de uma SE	17
1.2 Principais componentes de uma SE	22
1.2.1 Disjuntores	22
1.2.2 Chaves Seccionadoras	24
1.2.3 Transformadores de corrente e potencial	27
1.2.4 Relés de proteção	32
1.3 Descrição da Subestação Elétrica Industrial Proposta	33
2 MEMORIAL DE CÁLCULO	36
2.1 Valores por unidade (pu)	36
2.2 Mudanças de bases	36
2.3 Impedâncias percentuais.....	38
2.3.1 Concessionária	38
2.3.2 Transformadores	39
2.3.3 Motores	40
2.3.4 Cabos isolados	40
2.3.5 Cargas Dinâmicas	41
2.4 Diagrama de impedâncias percentuais	41
2.4.1 Cálculo de curto-circuito no barramento k.....	42
2.4.2 Cálculo de curto-circuito no barramento k1.....	43
2.4.3 Cálculo de curto-circuito no barramento k2.....	44
2.4.4 Cálculo de curto-circuito no barramento k3.....	44
2.4.5 Cálculo de curto-circuito no barramento de MT com TF1 e TF2 em paralelo	45
2.5 Especificação dos componentes da SE	46
2.5.1 Disjuntores e chaves seccionadoras	46
2.5.1.1 Barramento de AT.....	46
2.5.1.2 Barramento de MT	48
2.5.1.2.1 Para a condição de acoplamento do disjuntor entre as barras k1 e k2 operando na condição NA	48
2.5.1.2.2 Para a condição de operação em paralelo dos transformadores TF1 e TF2.....	49
2.5.2 Transformador de corrente	51

2.5.2.1 Transformador TF1	51
2.5.2.2 Transformador TF2	53
2.5.3 Transformador de potencial no barramento de MT	54
2.5.4 Pára-raios no barramento de AT	55
3 DIRETRIZES DO AUTOMATISMO DIGITAL DA SE	57
3.1 Relés Digitais Microprocessados	57
3.2 Descrição da Empresa	58
3.3 Descrição dos Relés de Proteção da SE	58
3.4 Proteção de Alimentadores	60
3.5 Proteção de Transformadores	64
3.6 Proteção de Barramentos.....	69
3.7 Proteção de Motores de Indução.....	73
3.8 Proteção de Geradores	80
3.9 Protocolo IEC 61850.....	86
4 PROGRAMA DE MONITORAMENTO DA SUBESTAÇÃO.....	89
4.1 Descrição do Grupo Gerador-Motor-Diesel	89
4.2 Descrição do Programa	92
4.2.1 Manobra dos Disjuntores da SE	94
4.2.1.1 Falta da Concessionária	94
4.2.1.2 Falta do Transformador 1	95
4.2.1.3 Falta do Transformador 2	96
4.2.2 Características dos Equipamentos da SE.....	96
4.2.2.1 Características dos Transformadores.....	97
4.2.2.2 Características do Gerador.....	98
4.2.2.3 Características dos Motores de Indução	98
5 CONCLUSÕES.....	99
REFERÊNCIAS	101
APÊNDICE A – LISTAGEM COMPLETA DO PROGRAMA.....	103

1 INTRODUÇÃO

O Sistema de Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica vem crescendo amplamente nas últimas décadas, verificando-se a necessidade de aprimorar os procedimentos e as técnicas de automação de manobras nas subestações elétricas (SE's), a fim de garantir a qualidade, disponibilidade, continuidade e confiabilidade de sua operação. Desta forma, as empresas do setor elétrico propuseram mudanças em seus esquemas operativos visando os automatismos de manobras, transferência de dados via redes de comunicação e conseqüentemente uma maior monitoração dos ajustes de desempenho e parametrizações de seus sistemas de proteção e controle (P&C) (ROSSI, 2010).

Para que o monitoramento das medidas das principais grandezas do sistema elétrico possa ser realizado de forma confiável e segura, as SE's hoje são providas de uma sofisticada estrutura de controle digitalizado, realizado através de uma enorme quantidade de recursos computacionais. Assim, estes recursos auxiliam os processos supervisivos, os quais operando em tempo real, monitoram as funções de controle, alarmes, proteções, diversificados comandos, etc.

Com o avanço da tecnologia digital, os novos sistemas destinados à supervisão de redes já apresentam funções específicas de proteção e controle (P&C) destinadas a tais finalidades, integradas num único dispositivo com configurações que se adaptem ao sistema monitorado.

Na área de proteção do sistema elétrico, os relés eletromecânicos foram substituídos inicialmente pelos relés eletrônicos estáticos e na década de 90, os relés se tornaram microprocessados a fim de monitorar os processos na velocidade e na intensidade exigida pela nova demanda. Além disso, todos os componentes da subestação como relés de proteção, medidores de faturamento, registradores de perturbação, anunciadores de alarme, etc, tornaram-se computadores em rede e, para simplificar, passaram a ser chamados de *Intelligent Electronic Devices* (IED's). Esta foi uma mudança brusca nos conceitos de automação de subestações, em que a proteção que estava isolada, foi incluída na rede.

Assim, o avanço da automação está ligado, em grande parte, ao desenvolvimento da microeletrônica nos últimos anos, propiciando a digitalização da automação. E com a popularização da tecnologia digital no ambiente industrial, nasceram outras ferramentas, como o sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) que, com CLP's (Controladores Lógicos Programáveis) e RTU's (*Remote Terminal Unit*), permitiram o desenvolvimento de complexos sistemas especializados em supervisão e controle de energia elétrica.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é realizar o desenvolvimento de um estudo de proteção e controle de um sistema elétrico industrial envolvendo os procedimentos de digitalização das funções de P&C e dos automatismos de manobras presentes em uma SE.

1.1 Subestações Elétricas

Uma Subestação Elétrica é um centro operativo que agrupa equipamentos, condutores e acessórios, com a função de realizar a proteção, supervisão, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas. Assim, é o local onde um conjunto de componentes elétricos é monitorado através de uma lógica de operação, a fim de controlar e transmitir o fluxo de energia deste sistema até os centros consumidores de forma contínua e segura (ROSSI, 2010).

Com o aumento da demanda de energia, as SE's começam a investir em uma estrutura de controle digitalizada, fazendo uso de recursos computacionais para auxiliar nos processos de supervisão e controle das operações. Surge então, a necessidade de um monitoramento das principais grandezas desta SE, utilizando elaborados sistemas de proteção, controle e comando que atuarão sempre que perturbações afetarem a estabilidade do sistema operacional.

1.1.1 Configurações Típicas de Barramentos de uma SE

Um barramento de uma SE pode ser entendido como um somatório algébrico de injeções de correntes no ponto considerado. Assim, o barramento é um ponto coletor de linhas ou equipamentos de uma SE.

Existe uma grande variedade de conexões de barramentos, sendo que o arranjo escolhido depende da função das condições operativas desejadas, como confiabilidade, flexibilidade, facilidade de manutenção, entre outros. As configurações típicas são:

- Barramento Singelo

Constitui-se no arranjo mais simples existente. É caracterizado por um baixo custo, não apresenta flexibilidade de operação e não possui realimentação. Sua configuração pode ser observada na Figura 1.

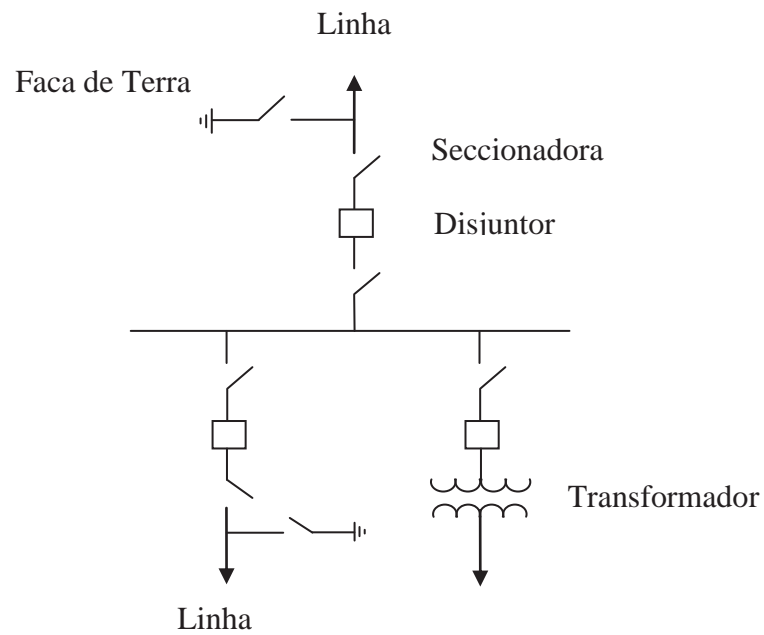


Figura 1 – Barramento Singelo (JARDINI, 1996)

- Barramento Singelo com acoplamento longitudinal

É considerado uma evolução do barramento singelo, apresentando duas linhas de alimentação tendo, portanto, uma maior de flexibilidade de operação. Assim, permite-se a utilização de apenas uma das linhas enquanto a outra fica em *stand-by*, ou mesmo uma operação em paralelo das duas linhas. A Figura 2 mostra este tipo de configuração.

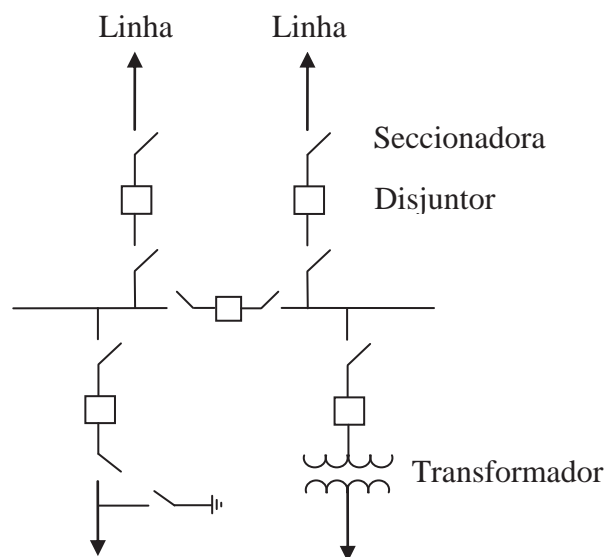


Figura 2 – Barramento Singelo com acoplamento longitudinal (JARDINI, 1996)

- Barramento Principal com barra auxiliar ou de transferência

É um arranjo muito utilizado nos circuitos de distribuição e de subestações que apresentam uma natureza operativa contendo um grande número de chaveamentos com transferências de circuitos. Assim, possui uma enorme flexibilidade operativa das manobras de disjuntores e chaves seccionadoras. Além disso, os chaveamentos podem ser feitos sem que haja a necessidade de se desconectar um segmento ou derivação de carga quando houver as manobras de transferência de barra. A Figura 3 ilustra este tipo de arranjo.

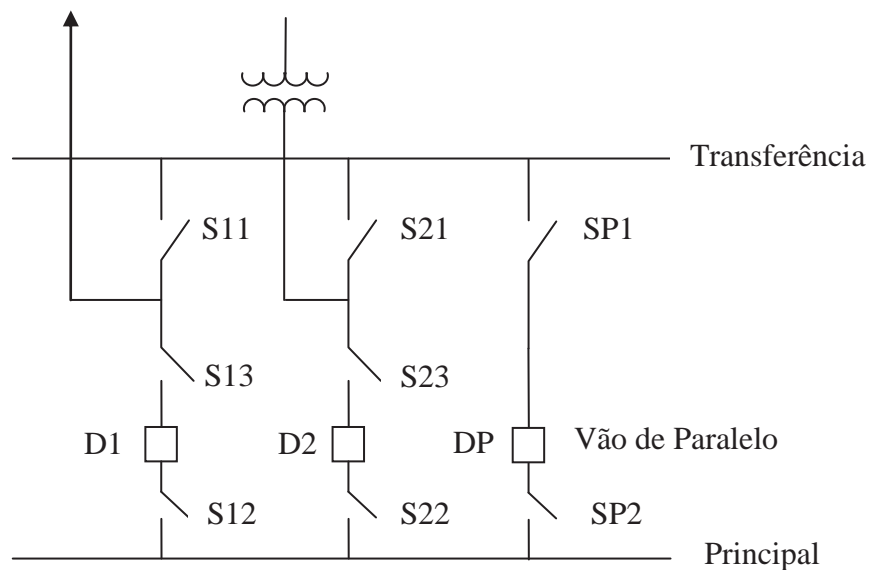


Figura 3 – Barramento Principal com barra auxiliar ou de transferência (JARDINI, 1996)

- Barramento Duplo com disjuntor simples – arranjo quatro chaves com barra auxiliar de transferência

Nesta configuração, podem-se transferir circuitos, retirar equipamentos, até mesmo seções de barras, para fins de manutenção, sem que haja a necessidade de se desconectar as cargas presentes no barramento. Assim, este arranjo apresenta uma alta flexibilidade de operação, sendo bastante confiável e amplamente utilizado em redes de Alta Tensão (AT).

A Figura 4 mostra este tipo de configuração.

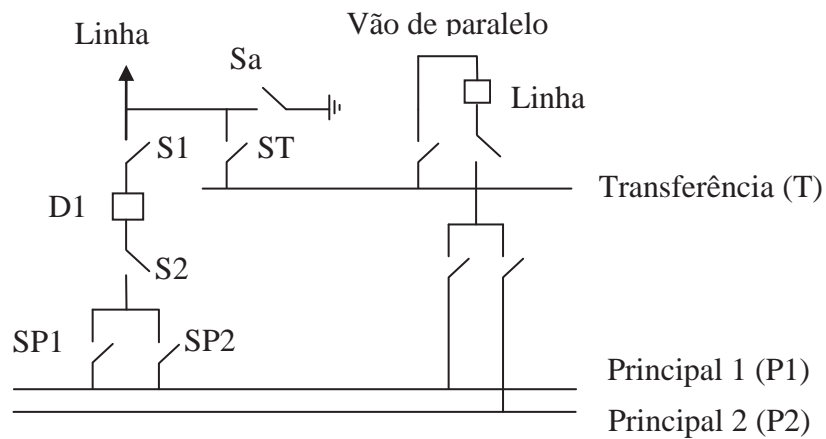


Figura 4 – Barramento Duplo - disjuntor simples e barra de transferência (JARDINI, 1996)

- Barramento Duplo – Um disjuntor e meio

Esta configuração é muito utilizada em Sistemas de Transmissão de Extra Alta Tensão (EAT). Apresenta três disjuntores para duas barras, isto é, para cada saída, entre as duas barras, existem três disjuntores, daí o nome um e meio disjuntor por saída. Assim, apresenta também uma alta flexibilidade, porém com um custo reduzido se comparado à configuração anterior, pois para cada vão, existe um disjuntor a menos. Esta configuração pode ser observada na Figura 5.

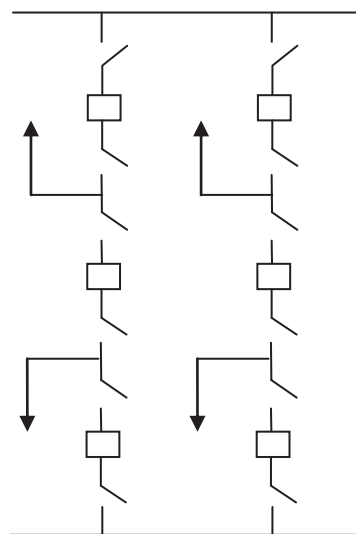


Figura 5 – Barramento Duplo – um disjuntor e meio (JARDINI, 1996)

- Barramento em Anel

É uma configuração que apresenta uma grande flexibilidade operativa, já que qualquer circuito pode ser alimentado por dois caminhos diferentes. A proteção do circuito é feita através de um duplo chaveamento dos dois disjuntores adjacentes. É um arranjo que possui um custo elevado sendo usado em subestações de EAT. A Figura 6 ilustra este tipo de configuração.

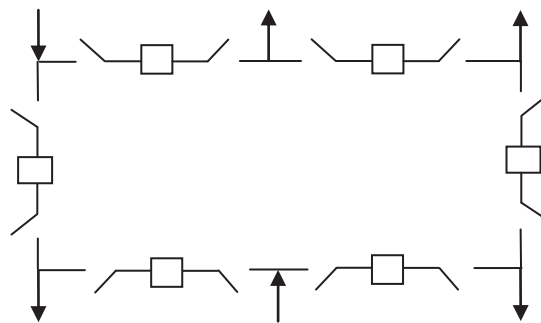


Figura 6 – Barramento em Anel (JARDINI, 1996)

- Barramento Duplo com disjuntor duplo

É utilizado em subestações de EAT devido sua configuração ser a mais confiável e flexível sendo, portanto, a alternativa mais cara existente. É utilizado também em usinas e nos acoplamentos de geradores ao barramento geral. A Figura 7 ilustra este tipo de arranjo.

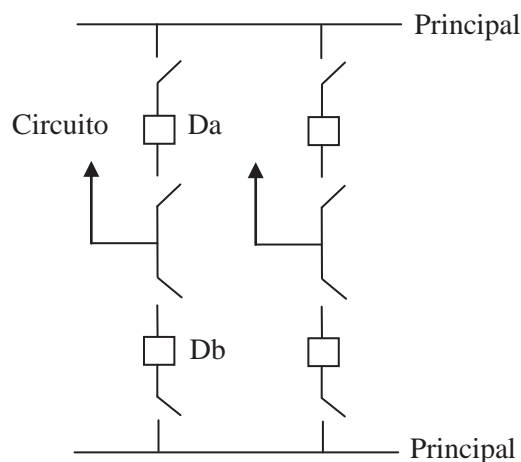


Figura 7 – Barramento Duplo com disjuntor duplo (JARDINI, 1996)

1.2 Principais componentes de uma SE

1.2.1 Disjuntores

São dispositivos eletromecânicos de manobra, cuja função é realizar o chaveamento em redes elétricas, podendo ser em operações de abertura ou fechamento de um ponto qualquer da rede. Assim, ele é capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes em condições normais, bem como em condições anormais, como sobrecarga ou curto-circuito.

Os disjuntores são constituídos basicamente de duas partes, uma denominada “câmara de interrupção”, que é o local onde se efetuam as operações de abertura e fechamento de um ponto qualquer de uma rede elétrica. Nessa câmara têm-se um ou mais pares de contatos, denominados fixos e móveis que são os responsáveis por realizar a abertura ou o fechamento da corrente elétrica entre dois terminais de uma rede, seja sob a ação de um comando elétrico ou manual. Desta forma, interrompe-se a corrente e elimina-se o arco voltaico que é gerado durante os processos de manobras realizados pelo disjuntor. E a outra parte que constitui o disjuntor é o “circuito de comando”, que é o local onde ocorrem as ordens operativas de abertura e fechamento do disjuntor.

Quando o arco voltaico é estabelecido no interior da câmara de interrupção, ele provoca uma elevação de temperatura, assim, para a eliminação deste, tem-se no interior da câmara um material dielétrico que atua de modo a resfriar o meio interno, diminuindo rapidamente a temperatura dentro da câmara. E o tipo de material dielétrico a ser utilizado é o que define o tipo de disjuntor, sendo os mais comuns:

- a) Disjuntor a óleo (material dielétrico: óleos isolantes)
- b) Disjuntor a gás SF₆ (material dielétrico: gás SF₆)
- c) Disjuntor a ar comprimido (material dielétrico: ar comprimido)
- d) Disjuntor a vácuo (material dielétrico: vácuo)
- e) Disjuntor a ar seco (material dielétrico: ar seco)

As Figuras 8 e 9 mostram exemplos de disjuntores a óleo e a vácuo.



Figura 8 – Disjuntores a óleo (Fonte: www.selinc.com.br e www.sprecherschuh.com)

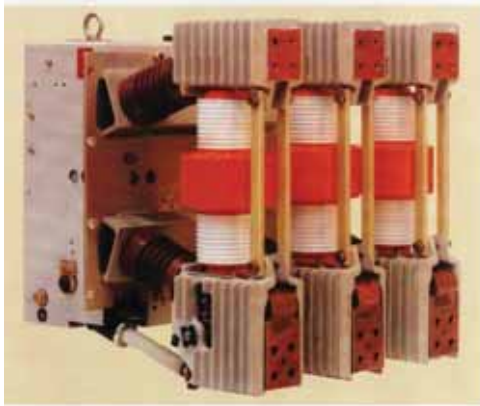


Figura 9 – Disjuntores a vácuo (Fonte www.siemens.com e www.abb.com)

Para que os disjuntores utilizados na SE estejam dentro das normas vigentes, leva-se em consideração as Tabelas 1 e 2, que apresentam os níveis de isolamento para tensões nominais de 1[kV] até 242[kV], previstos pela ABNT/NBR-7118.

Tabela 1 - Níveis de isolamento para tensões nominais de 1[kV] até 72,5[kV]

Tensão Nominal [kV] (eficaz)	Tensão Suportável nominal de impulso atmosférico [kV] (crista)		Tensão Suportável nominal à frequência industrial durante 1 min [kV] (eficaz)
	Fase-Terra	Fase-Fase	
4,76	40	60	19
7,2	40	60	20
15	95	110	36
24	95	125	50
25,8	125	150	60
36	145	170	70
38	170	200	80
48,3	250	250	105
72,5	325	350	140

Tabela 2 - Níveis de isolamento para tensões nominais de 92[kV] até 242[kV]

Tensão Nominal [kV] (eficaz)	Tensão Suportável nominal de impulso atmosférico [kV] (crista)	Tensão Suportável nominal à frequência industrial durante 1 min [kV] (eficaz)
92	380	150
	450	185
145	550	230
	650	275
242	850	360
	950	395
	1050	460

Essas tabelas apresentam, portanto, os valores nominais de tensão normalizados para o sistema elétrico brasileiro segundo a ABNT/NBR-7118, os valores normalizados de tensões de ensaios de impulso atmosférico, definindo o nível básico de isolamento (NBI) do equipamento sob teste; e também os valores das tensões a serem aplicadas à isolamento do equipamento, durante 1 minuto, na frequência industrial ($f = 60$ Hz), caracterizando-se assim a sua classe de isolamento.

1.2.2 Chaves Seccionadoras

São dispositivos de manobra cuja função é auxiliar o processo de isolamento ou seccionamento de uma ou mais partes de um ponto qualquer da rede elétrica.

Existem dois tipos de chaves seccionadoras, as que podem operar em processo de abertura sob carga e as que não podem. Assim, no primeiro caso, o seccionamento da chave é feito com a passagem de corrente elétrica por ela. E por esta condição, é que as mesmas devem ser dimensionadas de forma similar aos disjuntores, considerando os níveis de corrente nominal passante, o nível de corrente de curto-circuito trifásico, da corrente dinâmica e dos valores de corrente de curta duração para 1 seg e 3 seg.

Existem inúmeros tipos de aspectos construtivos de chaves seccionadoras, entre eles pode-se citar: articulada simples com pivotamento lateral, lâmina simples, abertura horizontal ou vertical; articulada dupla com pivotamento lateral, lâmina dupla, abertura horizontal ou vertical; pivotamento central, abertura lateral horizontal; semi-pantográfica, com articulação e engate longitudinal ou vertical; pantográfica com articulação e engate vertical, entre outros, como mostrado na Figura 10a.

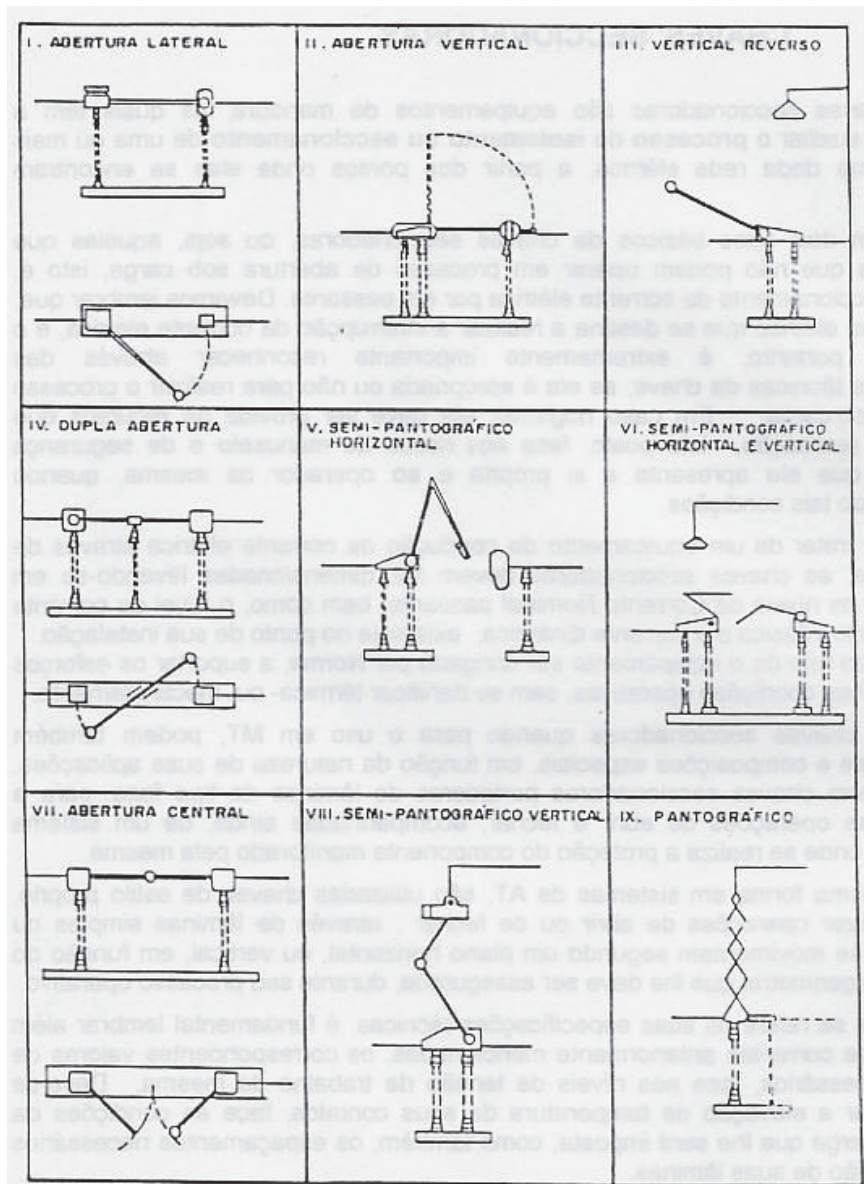


Figura 10a – Aspectos construtivos de chaves seccionadoras (Fonte: FURNAS, 1985)

O acionamento das chaves seccionadoras pode ser feito de forma motorizada para sistemas de AT e manual para sistemas de Média Tensão (MT).

Com relação às especificações técnicas das chaves, deve-se atentar além dos valores das correntes, mas também os valores de isolamento, face aos níveis de tensão de trabalho da mesma. Além disso, deve-se verificar ainda a elevação de temperatura de seus contatos devido às condições de corrente de carga que lhe é imposta, bem como os espaçamentos necessários à movimentação de suas lâminas.

Analogamente aos disjuntores, leva-se em consideração a Tabela 3 para verificar se a chave seccionadora está dentro das normas vigentes. Assim, esta tabela apresenta os níveis de isolamento para tensões nominais de 92[kV] até 242[kV].

Tabela 3 - Níveis de isolamento para tensões nominais de 92[kV] até 242[kV]

Tensão Nominal [kV] (eficaz)	Tensão Suportável nominal de impulso atmosférico [kV] (crista)		Tensão Suportável nominal à frequência industrial durante 1 min [kV] (eficaz)	
	Fase-Terra	Fase-Fase	Fase-Terra	Fase-Fase
92	380	440	150	175
	450	520	185	210
145	550	630	230	265
	650	750	275	315
	750	860	325	375
242	850	950	360	415
	950	1050	395	460
	1050	1200	460	530

A Figura 10b mostra exemplos de chaves seccionadoras.



Figura 10b – Chaves Seccionadoras (Fonte: www.sprecherschuh.com e www.areva.com)

1.2.3 Transformadores de corrente e potencial

São equipamentos que têm a função de realizar a adequação de intensidades de correntes para fins de medição, proteção ou controle. Em geral, eles reduzem os altos níveis de correntes para valores compatíveis com os níveis utilizados nos instrumentos de medição citado anteriormente. Desta forma, tem-se uma corrente denominada “corrente primária” que passa pelo circuito receptor do Transformador de Corrente (TC), que são em geral onde se tem as maiores intensidades a serem adequadas ao processo de medição; e tem-se também uma corrente denominada “corrente secundária” que é aquela induzida e liberada nos enrolamentos da saída do TC sendo, portanto, em níveis compatíveis com as dos instrumentos de medição, proteção, monitoramento, etc.

Os transformadores de corrente e potencial podem ser utilizados também como transformadores de isolamento, por se destinarem a aplicações que exigem uma isolamento entre circuitos, sem a necessidade de realizar uma transformação nos níveis das correntes em uso.

Segundo ROSSI (2010), esses equipamentos são construídos com base no princípio da indução e transformação eletromagnética, onde um circuito constituído de um condutor (barra) ou de uma bobina de N_p espiras, denominado de enrolamento ou circuito **primário (P)**, recebe a corrente da rede elétrica, criando assim, um fluxo magnético que se concentra em seu circuito ferro-magnético, denominado de núcleo do TC ou TP, o qual o vincula, ou o acopla ainda, a um segundo enrolamento, denominado de **secundário (S)**, constituído de uma ou mais bobinas de N_s espiras cada, onde através de seus terminais, se tem disponível a tensão de alimentação da carga secundária, dimensionada para permitir a circulação da corrente segundo os valores desejados e compatíveis com os instrumentos a serem alimentados. De acordo com a Teoria de Transformadores, como o balanço dos ampères espiras precisa ser mantido constante, então, evidentemente, os produtos $N_p I_p = N_s I_s$, onde se conclui que $I_p / I_s = N_s / N_p$. Uma vez que $I_p \gg I_s$ então, necessariamente, deve-se ter o número de espiras no secundário muito maior que no primário ($N_s \gg N_p$) para os TC's e vice-versa para os TP's.

No TC, tem-se a chamada “Relação Nominal de Transformação da Corrente” (RTC), que relaciona a corrente do primário com a do secundário da seguinte forma: $RTC = I_p / I_s$. Já no TP, a “Relação Nominal de Transformação de Potencial” (RTP), é dada por: $RTP = V_p / V_s$.

As Figuras 11 e 12 ilustram exemplos de TC's e TP's.

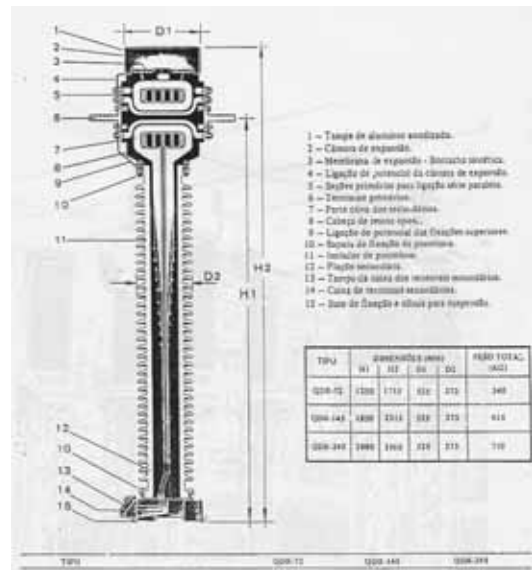


Figura 11 – Transformadores de Corrente (Fonte: www.aveva.com)



Figura 12 – Transformadores de Potencial (Fonte: www.aveva.com)

Os TC's possuem dois tipos de aplicações – medição ou proteção – sendo que a sua operação deve ser realizada segundo uma classe de exatidão ou de precisão, dependendo da carga a ser atendida. Assim, as Tabelas 4 e 5 mostram as classes de precisão para TC's de proteção e medição, respectivamente.

Tabela 4 – Erros em transformadores de corrente – TC's de Proteção

Núcleos para Serviço de Proteção				
Classe de Exatidão	Erro = 2,5%		Erro = 10%	
ABNT	A2,5	B2,5	A10	B10
ASA	2,5H	2,5L	10H	10L
ANSI	-	-	-	C ou T

Tabela 5 – Erros em transformadores de corrente – TC's de Medição

Classe de Exatidão		Limites do FCR		Limites do	Aplicações
ABNT	ASA	100% - In	10% - In	FP da carga	
0,3	0,3	0,997	1,003	0,6 - 1,0	Medições de Faturamento
0,6	0,6	0,994	1,006	0,6 - 1,0	Medições de Laboratórios
1,2	1,2	0,988	1,012	0,6 - 1,0	Instrumentos de painéis de distribuição
3,0	3,0	0,970	1,030	0,6 - 1,0	Uso Geral

Para analisar as classes de exatidão do TC, deve-se utilizar o paralelogramo de exatidão, normalizado segundo ABNT/NBR 6856, mostrado na Figura 13.

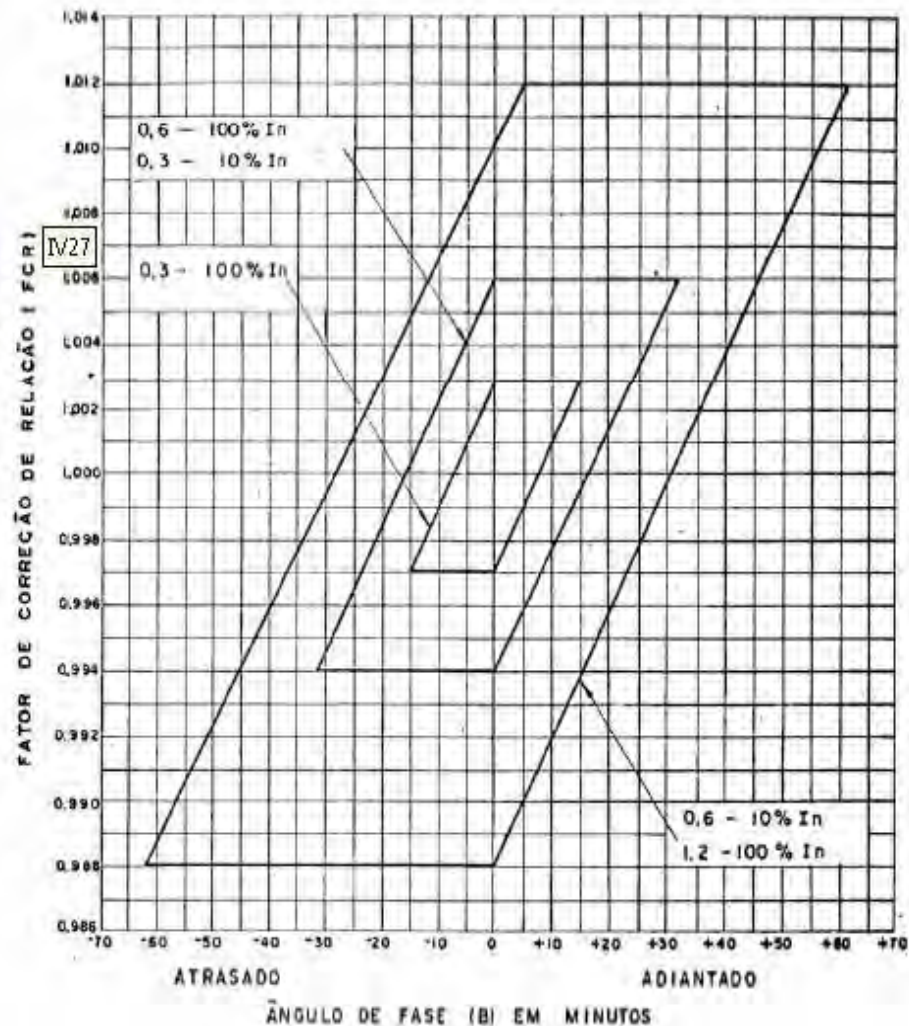


Figura 13 – Paralelogramos referentes às classes de exatidão para TC's de medição (ABNT)

Para que as sobrecargas sejam evitadas nos TC's, a carga nominal deve fazer parte da especificação técnica do equipamento, sendo que estes valores são normalizados de acordo com a Tabela 6.

Tabela 6 – Cargas nominais para Transformadores de Corrente

Cargas Nominais - Designação			Características In = 5[A], 60[Hz]		
ABNT	ASA (Medição)	ASA (Proteção)	Resistência efetiva [Ω]	Indutância [mH]	Impedância [Ω]
C 2,5	B 0,1	10	0,09	0,116	0,1
C 5	B 0,2	20	0,18	0,232	0,2
C 12,5	B 0,5	50	0,45	0,58	0,5
C 25	B 1,0	100	0,50	2,3	1,0
C 50	B 2,0	200	1,0	4,6	2,0
C 100	B 4,0	400	2,0	9,2	4,0
C 200	B 8,0	800	4,0	18,4	8,0

Analogamente aos Transformadores de Corrente, os Transformadores de Potencial apresentam valores de classes de precisão normalizados pela ABNT e ANSI/IEEE, visualizados pela Tabela 7, sendo que suas aplicações são semelhantes às observadas nos TC's.

Tabela 7 – Classes de Precisão em Transformadores de Potencial

Classe de Precisão	Limites do FCR	Limites do FP da carga
0,3	0,997 - 1,003	0,6 - 1,0
0,6	0,994 - 1,006	0,6 - 1,0
1,2	0,988 - 1,012	0,6 - 1,0
3,0	0,970 - 1,030	-

E para análise das classes de exatidão do TP, são utilizados também os paralelogramos de exatidão, normalizados segundo ABNT/NBR 5356. A Figura 14 ilustra estes paralelogramos.

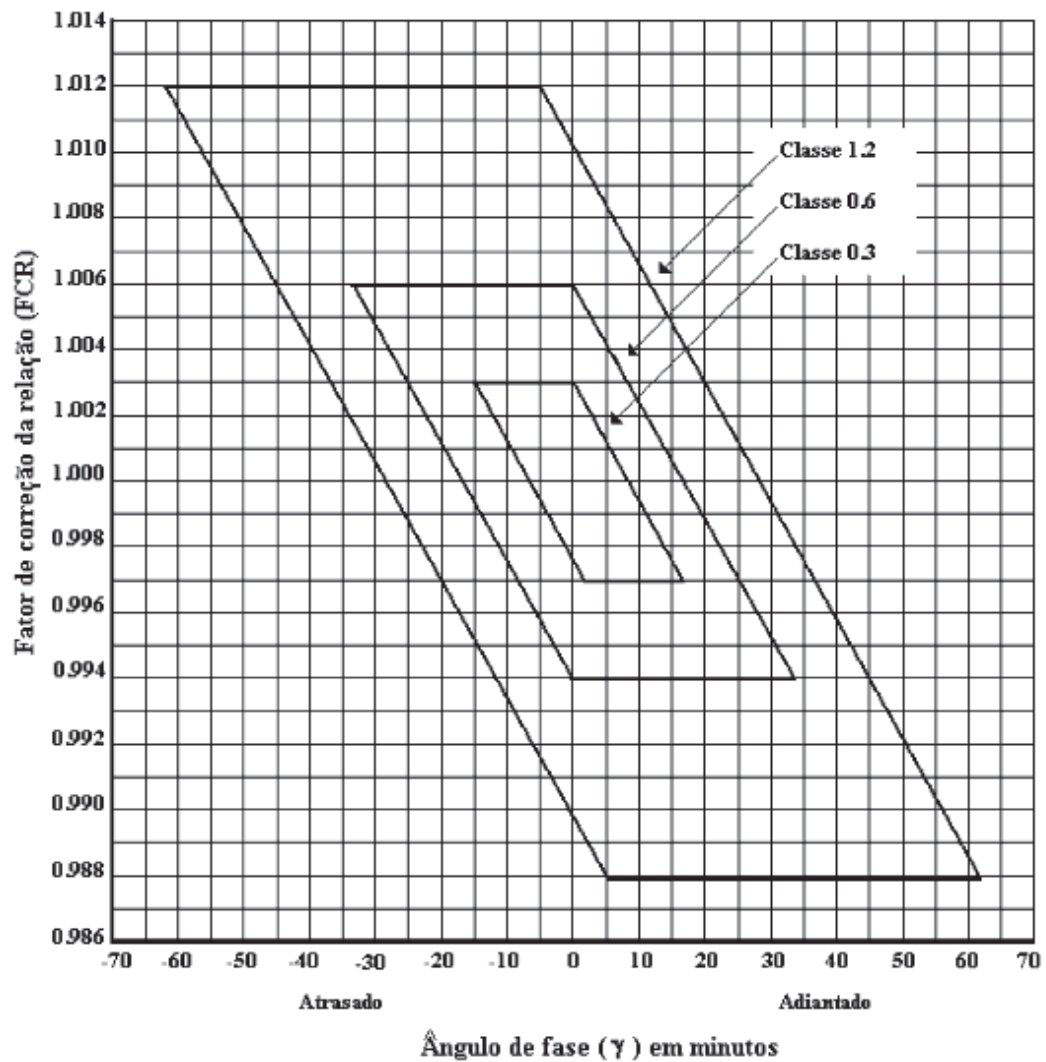


Figura 14 – Paralelogramos referentes às classes de exatidão para TP's (ABNT)

Para os TP's, os valores normalizados das cargas nominais segundo as normas técnicas da ABNT e ANSI/IEEE, estão representados na Tabela 8.

Tabela 8 – Cargas nominais para Transformadores de Potencial

Cargas Nominais			Características $V_n = 120[V]$, $60[Hz]$			
Designação	Potência	Fator de	Resistência	Indutância	Impedância	
ABNT	ASA	Aparente [VA]	Potência	efetiva [Ω]	[mH]	[Ω]
P12,5	W	12,5	0,10	115,2	3042	1152
P25	X	25	0,70	403,2	1092	576
P75	Y	75	0,85	163,2	268	192
P200	Z	200	0,85	61,2	101	72,0
P400	ZZ	400	0,85	30,6	50,4	36,0

1.2.4 Relés de proteção

São dispositivos que têm como objetivo monitorar as operações de equipamentos e/ou circuitos em uma determinada instalação elétrica. Assim, quando as grandezas por ele supervisionadas exceder aos valores pré-estabelecidos, estes relés passam a operar podendo emitir ordens de comando, controle, alarme, entre outros, fazendo com que um ou mais receptores específicos atuem de forma a minimizar danos e prejuízos impostos aos equipamentos e circuitos os quais o relé está supervisionando. Porém, para que as providências necessárias possam ser executadas, os relés precisam possuir unidades operativas compatíveis com as funções que lhe são atribuídas.

Desta forma, estes dispositivos são constituídos basicamente de duas unidades distintas. A primeira, denominada de Unidade de Medição, que processa as devidas comparações de níveis entre as grandezas supervisionadas e as suas referências ajustadas, e a segunda, denominada de Unidade de Saída, que permite o interfaceamento do relé com a unidade receptora de comando e/ou controle (ROSSI, 2010).

Existem cinco categorias aos quais os relés podem ser classificados:

- 1) Relés de Proteção
- 2) Relés de Monitoração ou Supervisão
- 3) Relés de Programação
- 4) Relés de Regulação
- 5) Relés Auxiliares

E ainda para estas categorias, pode-se ter as seguintes sub-classificações:

- a) Quanto às grandezas físicas de atuação: elétricas, mecânicas, ópticas, térmicas, etc;
- b) Quanto à natureza da grandeza a que respondem: corrente, frequência, potência, pressão, temperatura, tensão, etc;
- c) Quanto ao tipo construtivo: eletromecânicos, mecânicos, eletrônicos, estáticos, digitais (lógicos e microprocessados), etc;
- d) Quanto à função: sobrecorrente, sobretensão, subtensão, direcional, diferencial, sequência negativa, perda de campo, etc;
- e) Quanto à forma de conexão: relés primários (conectados diretamente ao circuito ou ao equipamento primário) ou relés secundários (conectados através de redutores de medida como TC's e/ou TP's / TPC's);

- f) Quanto à fonte de alimentação e atuação: corrente alternada ou corrente contínua;
- g) Quanto ao grau de importância: principal ou intermediário;
- h) Quanto à posição dos contatos: normalmente aberto ou fechado;
- i) Quanto à aplicação: máquinas rotativas (motores, geradores) ou estáticas (transformadores, capacitores, reatores);
- j) Quanto à temporização: instantâneo ou temporizado.

A Figura 15 ilustra exemplos de relés de proteção.



Figura 15 – Relés de Proteção (Fonte: www.schneider-eletric.com.br)

1.3 Descrição da Subestação Elétrica Industrial Proposta

Para o desenvolvimento deste trabalho será considerado um sistema elétrico industrial, como mostrado na Figura 16, alimentado na tensão nominal $V_N = 138$ kV em uma barra “k” de um sistema geral de transmissão, o qual possui nessa barra k, uma capacidade de curto-circuito trifásico simétrico $S_{cc} = 800$ [MVA], relação $X/R \gg \gg 10$, e relação $Z_0/Z_1 = 3$. Este barramento alimenta dois transformadores TF1 e TF2, de potências nominais $S_{1N} = 15/20$ [MVA], ONAN (Óleo Natural Ar Natural)/ONAF (Óleo Natural Ar Forçado), e $S_{2N} = 20/25$ [MVA], ONAN/ONAF, com tensões no lado AT de $V_N = 138 (+1 \times 2,5\% - 4 \times 2,5\%)$ [kV], conexão delta e no lado de MT, tensão nominal de $V_N = 13,8$ [kV], conexão estrela, grupo de defasamento angular $Dy30^\circ$, possuindo impedâncias percentuais iguais a $Z_{TF1} = j9,2$ [%] e $Z_{TF2} = j10,5$ [%], referidas ao tape de suas tensões nominais (138/13,8 [kV]) e nas respectivas bases de suas potências nominais ONAN. Para esses dois transformadores, a relação entre as suas impedâncias sequenciais é de $Z_0/Z_1 = 0,85$.

Além disso, nos neutros desses dois transformadores TF1 e TF2, existem resistores de aterramento de valores $R_a = 20$ [Ω], (instalados em cada um) e com suportabilidade térmica para $t = 10$ [seg].

Em suas seções k_1 e k_2 de barras de MT, existe um disjuntor de acoplamento dessas seções, que opera normalmente na condição normal aberto (NA).

Na seção k_1 , existem várias cargas estáticas conectadas (C_1, C_2, C_3, \dots) e um conjunto de cargas dinâmicas (CD_1) cujo equivalente em corrente, referido à essa barra de MT é de $I_{eq1} = 1000 \angle -90^\circ$ [A].

Na seção k_2 existem várias cargas estáticas conectadas (L_1, L_2, L_3, \dots) e ainda, um conjunto de cargas dinâmicas (CD_2) de equivalente em corrente igual a $I_{eq2} = 2000 \angle -90^\circ$ [A], referida à barra de MT, além de uma outra saída, provida de um conjunto de cabos isolados, conectados na configuração 3 x 2/c # 500 MCM, os quais possuem uma impedância equivalente $Z_C = 0,28 \angle 90^\circ$ [ohm/fase/condutor] (admitir relação $Z_0/Z_1 = 2$) e que se destinam a alimentação de uma subestação remota, onde existe um transformador abaixador TF3, de potência nominal $S_{3N} = 5000$ [kVA], com tensões do lado de AT, $V_{AT} = 13,8$ (delta) e lado de BT, $V_{BT} = 4,16$ (estrela) [kV], grupo Dy30° e de impedância percentual dada por $Z_{TF3} = j6$ [%] com $Z_0 = Z_1 = Z_2$.

No neutro desse transformador TF3, existe um resistor de aterramento de valor $R_a = 6$ [Ω] com suportabilidade térmica para $t = 10$ [seg].

No lado de BT desse transformador TF3, existem dois motores de indução trifásicos conectados, iguais entre si, de potências no eixo iguais a $P_{mec} = 2000$ [HP] e com relação de correntes de partida iguais a $I_P/I_N = 5$.

Além disso, foi utilizado um intertravamento “Kirk” a fim de manter uma segurança operacional envolvendo manobras de chaves seccionadoras e disjuntores. Assim, existe um intertravamento elétrico e mecânico entre chaves e disjuntores realizados através de contatos destes componentes, de tal forma que não é possível abrir uma chave seccionadora, por exemplo, se o sistema estiver energizado com o disjuntor conduzindo corrente e vice-versa. Da mesma, não é possível fechar um disjuntor se uma (ou ambas) as chaves seccionadoras (à montante e à jusante) estiver (em) aberta (s).

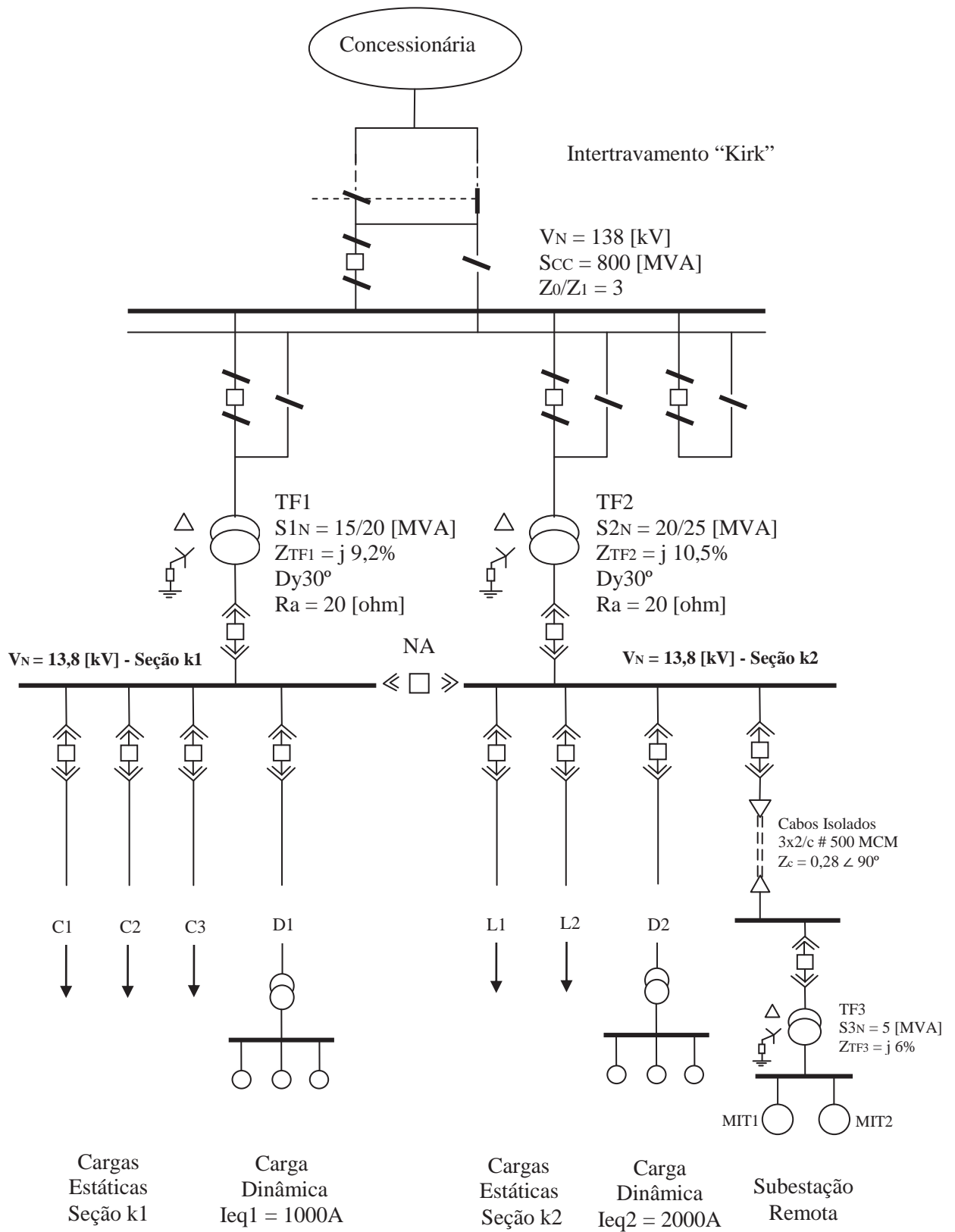


Figura 16 – Diagrama Unifilar da SE (Fonte: autor)

2 MEMORIAL DE CÁLCULO

2.1 Valores por unidade (pu)

Por definição, segundo ROSSI (2010), tem-se que o valor por unidade de uma grandeza qualquer “g” e o seu correspondente valor percentual G, são dados pelas seguintes equações:

$$g_{pu} = \frac{\text{valor real de uma grandeza [u]}}{\text{valor base dessa grandeza [u]}} \quad (1)$$

$$G = g_{pu} \times 100\% \quad (2)$$

Para sistemas elétricos de potência, em geral, são utilizadas as seguintes grandezas com suas respectivas unidades:

- Potência Aparente [kVA] ou [MVA];
- Tensão [V] ou [kV];
- Corrente [A] ou [kA];
- Impedância [Ω].

2.2 Mudanças de bases

Na análise matemática das redes elétricas, os parâmetros representativos de suas grandezas podem ser expressos na forma de valores reais ou na forma de valores unitários ou percentuais, este último ocorrendo muito comumente. Assim, costuma-se adotar os valores correspondentes trifásicos de potências dos componentes, bem como de uma potência base trifásica comum S_{base} geralmente em MVA. E para as tensões, costuma-se adotar como valores base, os valores nominais entre fases da rede (valores de linha) nos pontos de interesse de análise desta rede.

Pela Lei de Ohm tem-se:

$$Z = \frac{V}{I} \text{ ou } Z = \frac{[kV]^2}{[MVA]} \quad (3)$$

Sendo:

Z: Impedância

V: Tensão

I: Corrente

Da equação (3), e considerando a definição de valor por unidade, pode-se definir uma expressão matemática que permite encontrar o novo valor de impedância na base escolhida, como segue:

$$Z = Z_{pu} \times Z_{base} = Z_{pu} \times \frac{[kV_{base}]^2}{[MVA_{base}]} \quad (4)$$

Sendo:

Z_{pu} : Impedância em pu

Z_{base} : Impedância base

E como o valor da impedância real (valor atual) de um componente em [ohm] não se altera em função dos valores de base e relacionando a definição de valor em pu com a de impedância base, chega-se a seguinte equação:

$$Z_{novo} = Z_{dado} \cdot \left[\frac{S_{novo}}{S_{dado}} \right] \left[\frac{V_{dado}}{V_{novo}} \right]^2 \quad (5)$$

Sendo:

Z_{dado} : Impedância dada

Z_{novo} : Impedância nova referente aos valores de base

S_{dado} : Potência nominal dada

S_{novo} : Potência nominal nova considerada

V_{dado} : Tensão nominal dada

V_{novo} : Tensão nominal nova considerada

E para encontrar o valor da corrente base utiliza-se a definição de potência, como mostrada abaixo:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom}} \quad (6)$$

Sendo:

I_{base} : Corrente de base

S_{base} : Potência base

V_{nom} : Tensão Nominal

2.3 Impedâncias percentuais

Para determinar os valores percentuais dos componentes da SE, foram escolhidas as seguintes bases:

$$S_{base} = 20 \text{ [MVA]}$$

$$V_{base} = V_{nom}$$

2.3.1 Concessionária

De acordo com a Lei de Ohm, tem-se:

$$Z_{TH} = Z_{CC} = \frac{V_{op}}{I_{CC}} \quad (7)$$

Sendo:

Z_{TH} : Impedância de Thevènin

Z_{CC} : Impedância de curto-circuito

V_{op} : Tensão de operação

I_{CC} : Corrente de curto-circuito

E também,

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} \quad (8)$$

Assim, dividindo (7) por (8), tem-se:

$$\bar{Z}_{TH} = \frac{V_{op}/V_{base}}{\bar{I}_{CC}} \quad (9)$$

Sendo:

\bar{Z}_{TH} : Impedância de Thevènin em pu

\bar{I}_{CC} : Corrente de curto-circuito em pu

Em geral, $V_{op} \cong V_{base}$, então:

$$\bar{Z}_{TH} = \frac{1}{\bar{I}_{CC}} = \frac{I_{base}}{I_{CC}} \quad (10)$$

Ou ainda,

$$\bar{Z}_{TH} = \frac{I_{base}}{I_{CC}} \times \frac{\sqrt{3} \cdot V_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom}} \quad (11)$$

Assim, para determinar o valor da impedância percentual de uma concessionária, utiliza-se a seguinte expressão:

$$Z_s = \frac{S_{base}}{S_{CC}} \quad (12)$$

Sendo:

S_{CC} : Potência de curto-circuito

Substituindo os valores apresentados na descrição da SE, pode-se encontrar o valor da impedância da concessionária na base escolhida.

$$Z_s = \frac{20}{800} = 0,025 \quad \Rightarrow \quad \mathbf{Z_s = j2,5\%} \quad (13)$$

2.3.2 Transformadores

Utilizando-se a equação (5), pode-se encontrar o valor da impedância percentual dos transformadores. Assim, para o transformador TF1, tem-se:

$$Z_{TF1} = j9,2\% \cdot \left[\frac{20}{15} \right] \left[\frac{138}{138} \right]^2 \quad \Rightarrow \quad \mathbf{Z_{TF1} = j12,3\%} \quad (14)$$

Analogamente, para os transformadores TF2 e TF3, tem-se:

$$Z_{TF2} = j10,5\% \cdot \left[\frac{20}{20} \right] \left[\frac{138}{138} \right]^2 \quad \Rightarrow \quad \mathbf{Z_{TF2} = j10,5\%} \quad (15)$$

$$Z_{TF3} = j6\% \cdot \left[\frac{20}{5} \right] \left[\frac{4,16}{4,16} \right]^2 \quad \Rightarrow \quad \mathbf{Z_{TF3} = j24\%} \quad (16)$$

2.3.3 Motores

Neste Sistema Elétrico de Potência (SEI), têm-se dois motores de indução trifásicos (MIT) idênticos, portanto $MIT1 = MIT2$. Para estes motores tem-se que $HP \approx KVA$.

A impedância subtransitória de um MIT é expressa pela seguinte equação:

$$Z_M'' = j \frac{100}{m} \quad (17)$$

Onde m é dado por:

$$m = I_P/I_N \quad (18)$$

Sendo:

m : Relação entre a corrente de partida e corrente nominal do motor

I_P : Corrente de partida do motor

I_N : Corrente nominal

Assim, substituindo os valores dados nas equações (17) e (18), tem-se:

$$I_P/I_N = 5 \Rightarrow Z_M'' = j \frac{100}{5} = j20\% \quad (19)$$

E, portanto, substituindo este valor na equação (5), pode-se encontrar o valor da impedância percentual dos motores de indução trifásicos:

$$Z_{MIT1} = Z_{MIT2} = j20\% \cdot \left[\frac{20}{2} \right] \left[\frac{4,16}{4,16} \right]^2 \Rightarrow Z_{MIT1} = Z_{MIT2} = j200\% \quad (20)$$

2.3.4 Cabos isolados

Para determinar o valor da impedância percentual dos cabos isolados, utiliza-se a equação (8) e a definição de valor por unidade, como segue abaixo:

$$Z_C(\%) = \frac{Z_C(\Omega)}{Z_{base}(\Omega)} \quad (21)$$

Assim, substituindo os valores apresentados na descrição da SE, pode-se encontrar o valor da impedância dos cabos isolados na base escolhida:

$$Z_C = \frac{0,28}{2} = 0,14 \text{ } [\Omega/\text{fase}] \quad (22)$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{13,8^2}{20} \Rightarrow Z_{\text{base}} = 9,5\Omega \quad (23)$$

$$Z_C(\%) = \frac{Z_C(\Omega)}{Z_{\text{base}}(\Omega)} = \frac{0,14}{9,5} \Rightarrow Z_C = \mathbf{j1,47\%} \quad (24)$$

2.3.5 Cargas Dinâmicas

Para determinar o valor da impedância percentual das cargas dinâmicas, utiliza-se a seguinte equação:

$$Z_{\text{CD}}(\%) = \frac{I_{\text{base}}}{I_{\text{cont}}} \times 100\% \quad (25)$$

Sendo:

I_{cont} : Corrente de contribuição

Assim, para $I_{\text{eq1}} = -j1000 \text{ A}$, tem-se:

$$Z_{\text{CD1}}(\%) = \frac{\left(\frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 138}\right)}{-j1000} \times 100\% \Rightarrow Z_{\text{CD1}} = \mathbf{j83,7\%} \quad (26)$$

E analogamente, para $I_{\text{eq2}} = -j2000 \text{ A}$, tem-se:

$$Z_{\text{CD2}}(\%) = \frac{\left(\frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 138}\right)}{-j2000} \times 100\% \Rightarrow Z_{\text{CD2}} = \mathbf{j41,85\%} \quad (27)$$

2.4 Diagrama de impedâncias percentuais

Através dos valores de impedância dos componentes da SE obtidos no item 2.3, tem-se o diagrama de impedâncias, como mostrado na Figura 17.

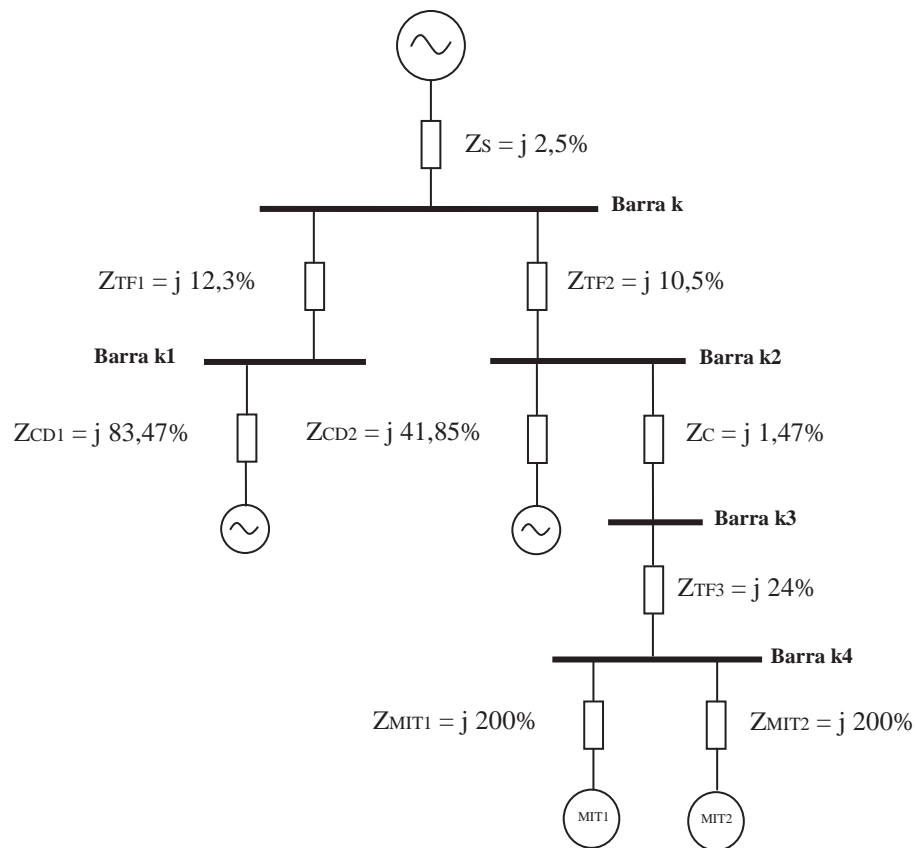


Figura 17 – Diagrama de Impedâncias da SE (Fonte: autor)

Para o cálculo de curto-circuito, deve-se considerar o equivalente Thèvenin (TH) ou Norton do sistema, para as cargas dinâmicas. Cargas estáticas não entram no cálculo de curto-circuito.

De uma maneira simplificada, pode-se dizer que o equivalente Thèvenin é a impedância e a tensão, vistas pelo ponto de falta.

Assim, podem-se calcular os valores dos curtos-circuitos trifásicos simétricos nas diversas barras da SE.

2.4.1 Cálculo de curto-circuito no barramento k

O valor da impedância equivalente de Thèvenin no ponto da falta em k, mostrada na Figura 18 é:

$$Z_1 = \{[(Z_{MIT1} // Z_{MIT2}) + Z_{TF3} + Z_C] // Z_{CD2} + Z_{TF2}\} \quad (28)$$

$$Z_2 = Z_{CD1} + Z_{TF1} \quad (29)$$

$$Z_{TH} = Z_1 // Z_2 // Z_S \quad (30)$$

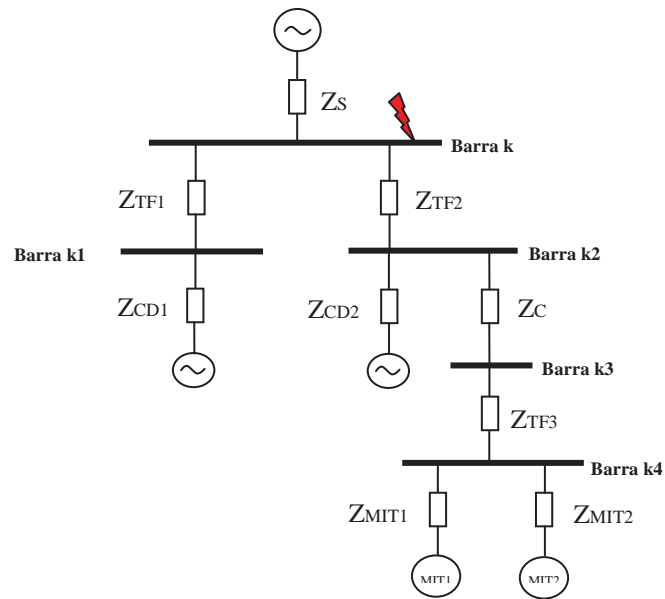


Figura 18 – Falta na barra k (Fonte: autor)

2.4.2 Cálculo de curto-circuito no barramento k1

Analogamente para o ponto da falta em k1, mostrada na Figura 19, tem-se o valor da impedância equivalente de Thèvenin:

$$Z_1 = \{[(Z_{MIT1} // Z_{MIT2}) + Z_{TF3} + Z_C] // Z_{CD2}\} + Z_{TF2} \quad (31)$$

$$Z_2 = [Z_1 // Z_S] + Z_{TF1} \quad (32)$$

$$Z_{TH} = Z_2 // Z_{CD1} \quad (33)$$

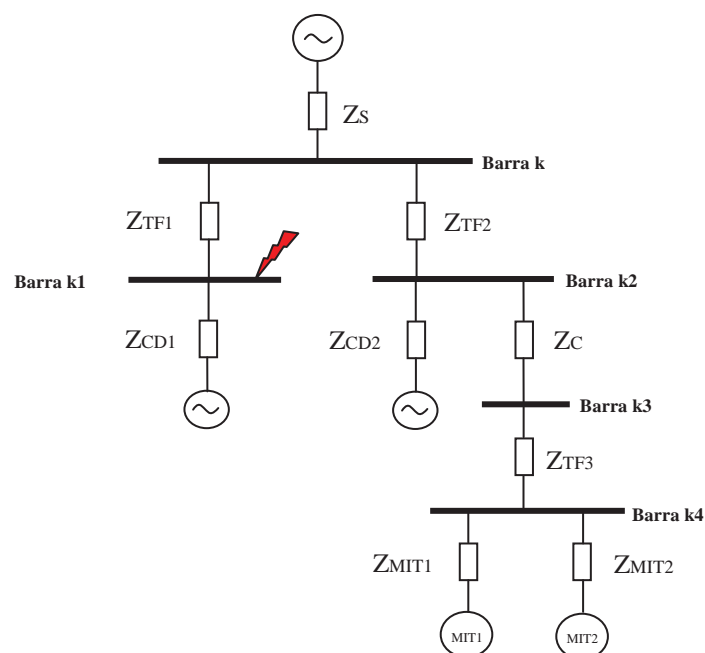


Figura 19 – Falta na barra k1 (Fonte: autor)

2.4.3 Cálculo de curto-circuito no barramento k2

Analogamente, no barramento k2, como mostra a Figura 20, tem-se o valor da impedância equivalente de Thèvenin:

$$Z_1 = \{[(Z_{CD1} + Z_{TF1}) // Z_S] + Z_{TF2}\} \quad (34)$$

$$Z_2 = \{[(Z_{MIT1} // Z_{MIT2}) + Z_{TF3} + Z_C] // Z_{CD2}\} \quad (35)$$

$$Z_{TH} = Z_1 // Z_2 \quad (36)$$

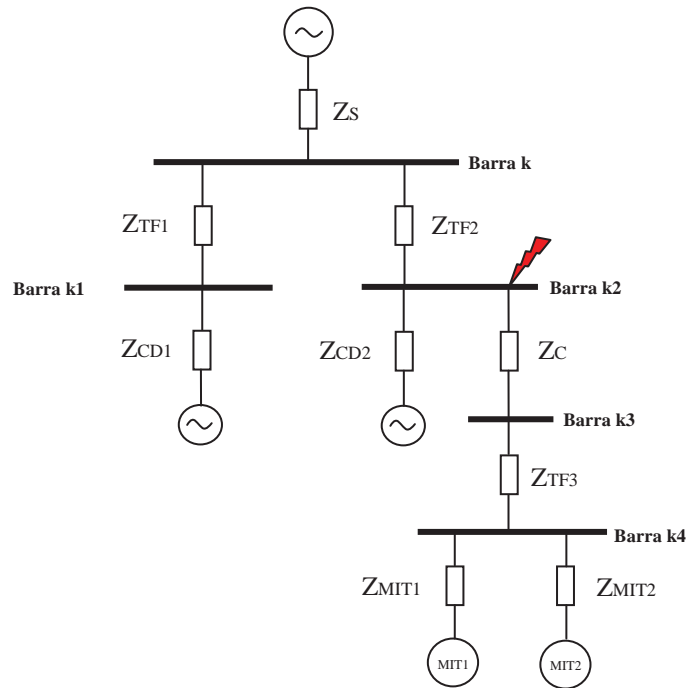


Figura 20 – Falta na barra k2 (Fonte: autor)

2.4.4 Cálculo de curto-circuito no barramento k3

Analogamente, para o ponto da falta em k3, da Figura 21, tem-se:

$$Z_1 = (Z_{MIT1} // Z_{MIT2}) + Z_{TF3} \quad (37)$$

$$Z_2 = [(Z_{CD1} + Z_{TF1}) // Z_S] + Z_{TF2} \quad (38)$$

$$Z_3 = (Z_2 // Z_{CD2}) + Z_C \quad (39)$$

$$Z_{TH} = Z_1 // Z_3 \quad (40)$$

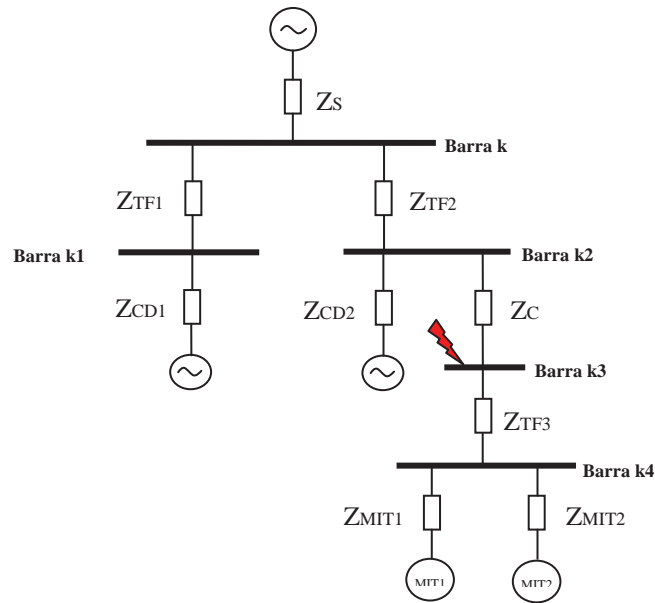


Figura 21 – Falta na barra k3 (Fonte: autor)

2.4.5 Cálculo de curto-circuito no barramento de MT com TF1 e TF2 em paralelo

Para a operação dos dois transformadores em paralelo como mostrado na Figura 22, tem-se o seguinte valor da impedância equivalente de Thèvenin:

$$Z_1 = (Z_{TF1} // Z_{TF2}) + Z_S \quad (41)$$

$$Z_2 = [(Z_{MIT1} // Z_{MIT2}) + Z_{TF3} + Z_C] \quad (42)$$

$$Z_3 = Z_2 // Z_{CD1} // Z_{CD2} \quad (43)$$

$$Z_{TH} = Z_1 // Z_3 \quad (44)$$

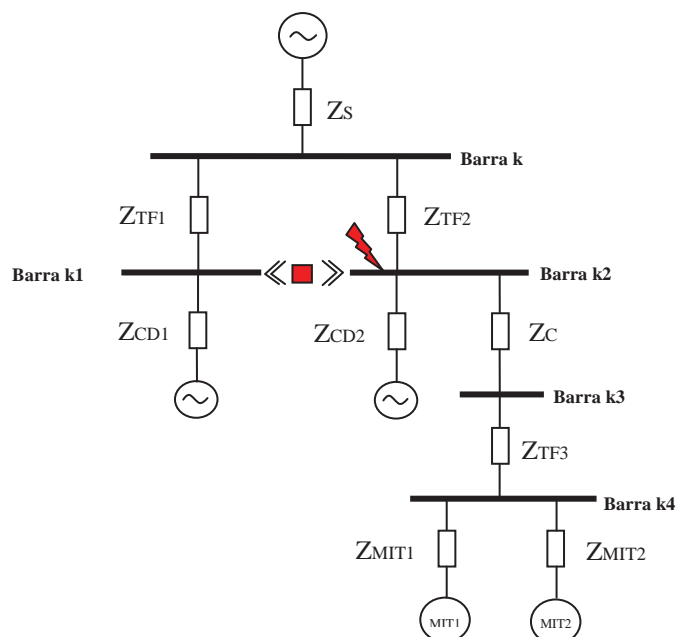


Figura 22 – Falta na barra de MT considerando TF1 e TF2 em paralelo (Fonte: autor)

2.5 Especificação dos componentes da SE

2.5.1 Disjuntores e chaves seccionadoras

Para determinar as especificações dos disjuntores e das chaves seccionadoras são necessários os valores de corrente e potência aparentes de curto-circuito, sendo dadas pelas equações abaixo:

$$I_{CC-3\phi}^K = \frac{V_{TH}(\%)}{Z_{TH}(\%)} \cdot I_{base}^K \quad (45)$$

$$S_{CC-3\phi} = \sqrt{3} \cdot V_N \cdot I_{CC} \quad (46)$$

Sendo

$I_{CC-3\phi}^K$: Corrente de curto-circuito trifásico na barra “K”

V_{TH} : Tensão de Thevènin

Z_{TH} : Impedância de Thevènin

I_{base}^K : Corrente de base na barra “K”

$S_{CC-3\phi}$: Potência de curto-circuito trifásico na barra “K”

V_N : Tensão nominal

I_{CC} : Corrente de curto-circuito

2.5.1.1 Barramento de AT

Substituindo o valor encontrado em (30) nas equações (45) e (46), podem-se encontrar os valores para especificar o disjuntor e a chave seccionadora no barramento de AT, como mostrado abaixo:

$$I_{CC-3\phi}^k = \frac{100 \angle 0^\circ}{j2,26} \cdot \left(\frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 138} \right) \Rightarrow I_{CC-3\phi}^k = 3,70 \angle -90^\circ [\text{KA}] \quad (47)$$

$$S_{CC-3\phi} = \sqrt{3} \cdot 138 \cdot 3,70 \Rightarrow S_{CC-3\phi} = 884,4 [\text{MVA}] \quad (48)$$

Assim, pode-se especificar o disjuntor de AT, contendo as características mostradas na Tabela 9, sendo ilustrado na Figura 23.

Tabela 9 – Especificação do Disjuntor de AT

Fabricante	Siemens
Tipo	3AP1
Tensão Nominal	145 [kV]
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (fase-terra)	650 [kV]
Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto (eficaz)	275 [kV]
Corrente nominal	Até 4000 [A]
Corrente de interrupção simétrica	Até 40 [kA]
Corrente dinâmica/estabelecimento	Até 108 [kA]



Figura 23 – Disjuntor a SF6 Siemens de AT (Fonte: www.siemens.com)

E para a chave seccionadora, as características são mostradas na Tabela 10, sendo ilustrada pela Figura 24.

Tabela 10 – Especificação da Chave Seccionadora de AT

Fabricante	Siemens
Tipo	BC
Tensão Nominal	145 [kV]
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (fase-terra)	650[kV]
Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto (eficaz)	275 [kV]
Corrente nominal	Até 1250 [A]
Corrente de interrupção simétrica	Até 40 [kA]
Corrente dinâmica/estabelecimento	Até 100 [kA]



Figura 24 – Chave Seccionadora Siemens de AT (Fonte: www.siemens.com)

2.5.1.2 Barramento de MT

2.5.1.2.1 Para a condição de acoplamento do disjuntor entre as barras k1 e k2 operando na condição NA

Substituindo o valor encontrado em (33) nas equações (45) e (46), podem-se encontrar os valores para especificar o disjuntor e a chave seccionadora no barramento de MT na seção k1, como mostrado abaixo:

$$I_{CC-3\phi}^{k1} = \frac{100 \angle 0^\circ}{j12,44} \cdot \left(\frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} \right) \Rightarrow I_{CC-3\phi}^{k1} = 6,73 \angle -90^\circ \text{ [KA]} \quad (49)$$

$$S_{CC-3\phi} = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 6,73 \Rightarrow S_{CC-3\phi} = 160,9 \text{ [MVA]} \quad (50)$$

Analogamente à seção k1, substituindo o valor encontrado em (36) nas equações (45) e (46), podem-se encontrar os valores para especificar o disjuntor e a chave seccionadora no barramento de MT na seção k2, como mostrado abaixo:

$$I_{CC-3\phi}^{k2} = \frac{100 \angle 0^\circ}{j9,16} \cdot \left(\frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} \right) \Rightarrow I_{CC-3\phi}^{k2} = 9,13 \angle -90^\circ \text{ [KA]} \quad (51)$$

$$S_{CC-3\phi} = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 9,13 \Rightarrow S_{CC-3\phi} = 218,2 \text{ [MVA]} \quad (52)$$

2.5.1.2.2 Para a condição de operação em paralelo dos transformadores TF1 e TF2

Substituindo o valor encontrado em (44) nas equações (45) e (46), podem-se encontrar os valores para especificar o disjuntor e a chave seccionadora no barramento de MT, como mostrado abaixo:

$$I_{CC-3\phi}^{k1/2} = \frac{100 \angle 0^\circ}{j6,01} \cdot \left(\frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} \right) \Rightarrow I_{CC-3\phi}^{k1/2} = 13,92 \angle -90^\circ \text{ [KA]} \quad (53)$$

$$S_{CC-3\phi} = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 13,92 \Rightarrow S_{CC-3\phi} = 332,7 \text{ [MVA]} \quad (54)$$

Assim, para especificar os disjuntores de MT devem-se considerar os valores de curto-circuito para a condição de operação dos transformadores TF1 e TF2 em paralelo. A Tabela 11 mostra as características destes disjuntores.

Tabela 11– Especificação do Disjuntor de MT

Fabricante	Siemens
Tipo	3AH3
Tensão Nominal	15 [kV]
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (fase-terra)	110 [kV]
Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto (eficaz)	36 [kV]
Corrente nominal	Até 3150 [A]
Corrente de interrupção simétrica	Até 40 [kA]
Corrente dinâmica/estabelecimento	Até 100 [kA]



Figura 25 – Disjuntor à vácuo Siemens de MT (Fonte: www.siemens.com)

E para as chaves seccionadoras, as características são mostradas na Tabela 12, sendo ilustrada pela Figura 26.

Tabela 12 – Especificação da Chave Seccionadora de MT

Fabricante	Siemens
Tipo	3DC
Tensão Nominal	15 [kV]
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (fase-terra)	110 [kV]
Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto (eficaz)	36 [kV]
Corrente nominal	Até 800 [A]
Corrente de interrupção simétrica	Até 20 [kA]
Corrente dinâmica/estabelecimento	Até 50 [kA]

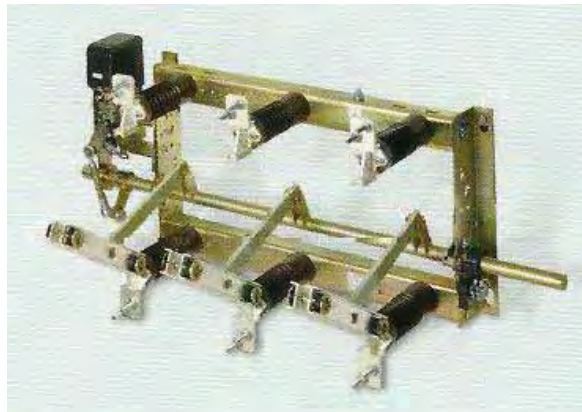


Figura 26 – Chave Seccionadora Siemens de MT (Fonte: www.siemens.com)

2.5.1.3 Entrada da subestação remota

Substituindo o valor encontrado em (40) nas equações (45) e (46), podem-se encontrar os valores para especificar o disjuntor e a chave seccionadora na entrada da subestação remota, como mostrado abaixo:

$$I_{CC-3\phi}^{k2} = \frac{100 \angle 0^\circ}{j10,40} \cdot \left(\frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} \right) \Rightarrow I_{CC-3\phi}^{k2} = 8,05 \angle -90^\circ \text{ [KA]} \quad (55)$$

$$S_{CC-3\phi} = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 8,05 \Rightarrow S_{CC-3\phi} = 192,4 \text{ [MVA]} \quad (56)$$

Assim, serão utilizados os mesmos tipos de disjuntor e chave seccionadora da seção k1 e k2.

2.5.2 Transformador de corrente

Para determinar a especificação do transformador de corrente, deve-se atender às seguintes condições:

$$1) I_{\text{prim}} > I_{\text{máx-serv}} \quad (57)$$

$$2) 20I_{N_{\text{prim}}} > I_{\text{CC}} \quad (58)$$

Onde:

$$I_{\text{máx-serv}} = \left(\frac{S_{\text{ONAF}}}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{nom}}} \right) \quad (59)$$

Sendo,

$I_{\text{máx-serv}}$: Corrente máxima de serviço

S_{ONAF} : Potência nominal ONAF

V_{nom} : Tensão nominal

2.5.2.1 Transformador TF1

Através das equações (57), (58) e (59), pode-se determinar a especificação do TC no lado de AT do transformador TF1:

$$I_{\text{máx-serv}} = \left(\frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 138} \right) = 83,7 \text{ A} \quad (60)$$

$$1) I_{\text{prim}} > 83,7 \quad \Rightarrow \quad I_{N_{\text{prim}}} = 200 \text{ A} \quad (61)$$

$$2) 20I_{N_{\text{prim}}} > 3620 \quad \Rightarrow \quad 4000 > 3620 \quad (62)$$

Assim, define-se o TC no lado de AT com as características descritas na Tabela 13, sendo ilustrado pela Figura 27:

Tabela 13 – Especificação do TC de AT

Fabricante	Siemens
Tipo	IOSK 145
Classe de Isolação	145 [kV]
Tensão Nominal	138 [kV]
Corrente nominal primária	Até 5000 [A]
Corrente nominal secundária	1, 2 ou 5 [A]
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (fase-terra)	650[kV]
Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto (eficaz)	275 [kV]



Figura 27 – Transformador de Corrente Siemens de AT (Fonte: www.siemens.com)

Analogamente ao lado de AT, obtêm-se os valores para o lado de MT como mostrado abaixo:

$$I_{\text{máx-serv}} = \left(\frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} \right) = 836,7 \text{ A} \quad (63)$$

$$1) I_{\text{prim}} > 836,7 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{Nprim}} = 1000 \text{ A} \quad (64)$$

$$2) 20I_{\text{Nprim}} > 6700 \quad \Rightarrow \quad 20000 > 6700 \quad (65)$$

Assim, define-se o TC no lado de MT com as características descritas na Tabela 14, sendo ilustrado pela Figura 28:

Tabela 14 – Especificação do TC de MT

Fabricante	Braspel
Tipo	BCS 13
Classe de Isolação	15 [kV]
Tensão Nominal	13,8 [kV]
Corrente nominal primária	Até 2500 [A]
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (fase-terra)	110 [kV]
Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto (eficaz)	36 [kV]
Corrente nominal secundária	1, 2 ou 5 [A]
Classe de Exatidão	10B200
Fator Térmico	(1,2-1,5) x In



Figura 28 – Transformador de Corrente Braspel de MT (Fonte: www.braspel.com.br)

2.5.2.2 Transformador TF2

Através das equações (57), (58) e (59), pode-se determinar a especificação do TC no lado de AT do transformador TF2:

$$I_{\text{máx-serv}} = \left(\frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 138} \right) = 104,59 \text{ A} \quad (66)$$

$$1) I_{\text{prim}} > 104,59 \quad \Rightarrow \quad I_{N_{\text{prim}}} = 200 \text{ A} \quad (67)$$

$$2) 20I_{N_{\text{prim}}} > 3620 \quad \Rightarrow \quad 4000 > 3620 \quad (68)$$

Analogamente ao lado de AT, obtêm-se os valores para o lado de MT como mostrado abaixo:

$$I_{\text{máx-serv}} = \left(\frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} \right) = 1045,92 \text{ A} \quad (69)$$

$$1) I_{\text{prim}} > 1045,92 \quad \Rightarrow \quad I_{N_{\text{prim}}} = 1200 \text{ A} \quad (70)$$

$$2) 20I_{N_{\text{prim}}} > 9030 \quad \Rightarrow \quad 24000 > 9030 \quad (71)$$

Assim, para o transformador 2, serão utilizados os mesmos tipos de TC tanto para o lado de AT quanto para o lado de MT do transformador 1, descrito no item anterior.

2.5.3 Transformador de potencial no barramento de MT

Na descrição da SE considerada, as cargas conectadas no barramento de MT apresentam os seguintes valores:

$$P = 62 \text{ [VA]} \quad \Rightarrow \quad \text{carga total conectada}$$

$$P = 180 \text{ [VA]} \quad \Rightarrow \quad \text{instrumento de medição conectado}$$

Para determinar a “Relação Nominal de Transformação de Potencial” utiliza-se a equação abaixo:

$$\text{RTP} = \frac{V_{\text{prim}}}{V_{\text{sec}}} \quad (72)$$

Sendo

V_{prim} : Tensão primária

V_{sec} : Tensão secundária

Onde:

$$V_{\text{prim}} = V_{\text{barra}} \quad (73)$$

$$V_{\text{sec}} = 115 \text{ V} \quad (\text{valor padronizado}) \quad (74)$$

Assim, obtém-se a seguinte relação:

$$\text{RTP} = \frac{13800}{115} \quad \Rightarrow \quad \text{RTP} = \frac{120}{1} \quad (75)$$

Desta forma, define-se o TP no barramento de MT com as características descritas na Tabela 15, ilustrado pela Figura 29:

Tabela 15 – Especificação do TP de MT

Fabricante	Braspel
Tipo	BPS 13 GL3b
Classe de Isolação	15 [kV]
Tensão Nominal	13,8 [kV]
Tensão Secundária Máxima	660 [V]
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (fase-terra)	110 [kV]
Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto (eficaz)	36 [kV]
Classe de Exatidão	0,3P75 - 1,2P200
Potência Térmica	1000 [VA]



Figura 29 – Transformador de Potencial Braspel de MT (Fonte: www.braspel.com.br)

2.5.4 Pára-raios no barramento de AT

Para especificar o pára-raios a ser instalado no barramento de AT, utilizam-se as seguintes equações:

$$F_{\text{aterr}} = \frac{1}{2} \sqrt{3 \left[\frac{(Z_0/Z_1)}{(Z_0/Z_1 + 2)} \right]^2 + 1} \quad (76)$$

$$V_{\text{N-PR}} = F_{\text{aterr}} \cdot V_{\text{máx-classe isolação}} \quad (77)$$

Sendo

F_{aterr} : Fator de aterramento

Z_0/Z_1 : Relação entre impedâncias sequenciais

V_{N-PR} : Tensão nominal do para-raios

$V_{m\acute{a}x-classe\ isolamento}$: Tensão máxima (classe de isolamento)

Substituindo os valores descritos na SE nas equações (76) e (77), pode-se determinar o valor da tensão nominal que o pára-raios deverá suportar:

$$F_{aterr} = \frac{1}{2} \sqrt{3 \left[\frac{(3)}{(3+2)} \right]^2 + 1} \Rightarrow F_{aterr} = 0,72 \quad (78)$$

$$V_{N-PR} = 0,72 \cdot 145 \text{ KV} \Rightarrow V_{N-PR} = 104,4 \text{ KV} \quad (79)$$

Assim, pode-se especificar o pára-raios no barramento de AT, como mostra a Tabela 16, sendo este equipamento ilustrado pela Figura 30.

Tabela 16 – Especificação do Pára-raios de AT

Fabricante	Siemens
Tipo	3EP4 111-2PE21-2
Classe de Isolação	145 [kV]
Tensão Nominal	111[kV]
Tensão Suportável a Impulso Atmosférico	550 [kV]
Tensão de Operação Contínua	88 [kV]
Tensão Residual Máxima para 8/20 μ s e 5 [kA]	240 [kV]
Impulso de Corrente de longa duração (2ms)	850 [A]

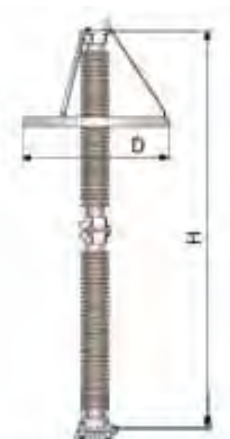


Figura 30 – Pára-raios Siemens de AT (Fonte: www.siemens.com)

3 DIRETRIZES DO AUTOMATISMO DIGITAL DA SE

3.1 Relés Digitais Microprocessados

No início da década de 90, surgiu uma nova tecnologia de relés no mercado brasileiro. Estes componentes apresentavam um elevado grau de desenvolvimento de funções operacionais integradas e apresentando aspectos extremamente evoluídos em relação aos anteriores. Assim, a partir dos anos 2000, consolidou-se a era digital microprocessada de relés (relés numéricos), sendo hoje a tecnologia predominante na fabricação de relés de proteção.

Esses relés numéricos são constituídos de um microprocessador e seus periféricos, como mostrados na Figura 31. Além disso, suas funções são totalmente desenvolvidas na CPU (Central Processing Unit), sendo esta provida de um conjunto de periféricos e outras interfaces que através de protocolos realizam as devidas alterações para ter acesso ao meio externo.

Os relés digitais podem apresentar funções simples ou múltiplas (Relé Multifunção Digital). E além das funções específicas de proteção, estes relés podem também realizar funções de medição e controle, fornecer recursos de auto-supervisão, oscilografias dos eventos, entre outras facilidades.

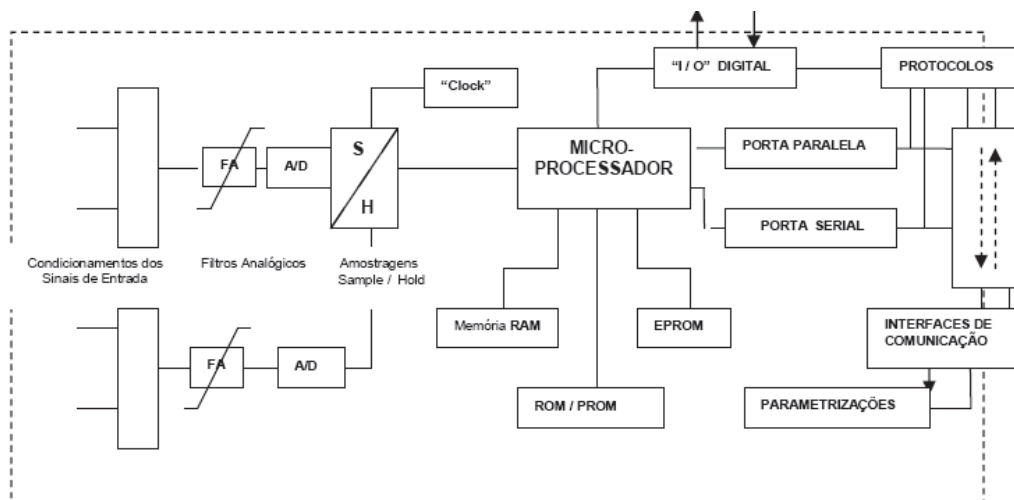


Figura 31 - Diagrama esquemático de um relé digital (ROSSI, 2010)

A Figura 32 mostra o esquema de interligamento de um ou mais relés digitais, operando na concepção de rede com hierarquia pré-estabelecidas. Associado a estes relés estão os seguintes componentes: CPU, conversores A/D e D/A, interfaces, rede de comunicação, modem, protocolos de comunicação, etc.

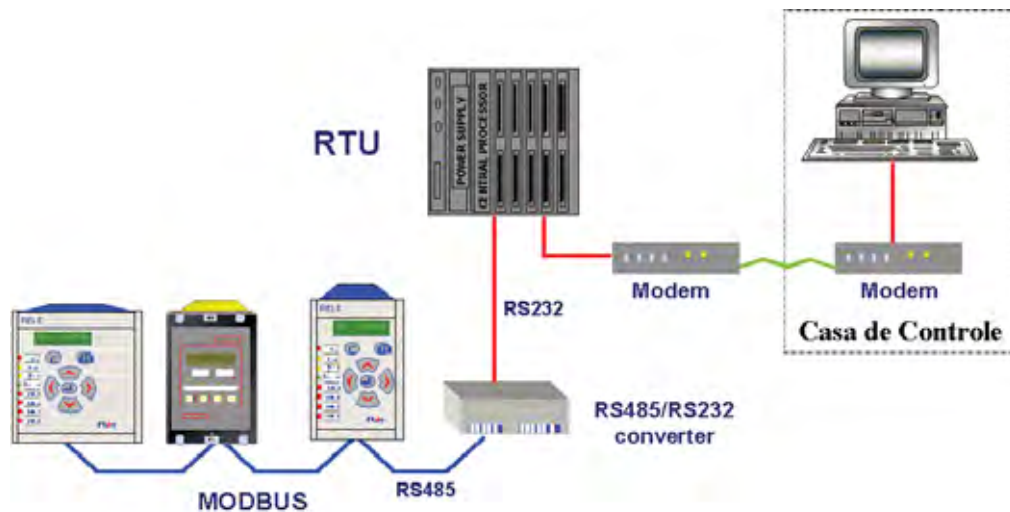


Figura 32 – Operação integrada em rede de relés digitais (ROSSI, 2010)

3.2 Descrição da Empresa

Para realizar a proteção dos equipamentos da SE, serão utilizados relés digitais da linha MiCOM. O fabricante desta linha é a empresa AREVA/ALSTOM, que é uma das empresas líder mundial da geração e distribuição de energia, com forte presença industrial em mais de 40 países.

3.3 Descrição dos Relés de Proteção da SE

Todos os relés de proteção utilizados no desenvolvimento deste trabalho possuem tecnologia digital numérica, com interface homem-máquina (IHM) composta de teclado e um visor de LCD (*Liquid Crystal Display*), uma interface serial frontal (RS232) para conexão de um computador portátil e LED's de sinalização.

Apresenta na face traseira a interface serial RS485 para comunicação remota, que disponibiliza informações via protocolo: Modbus, DNP3, K-Bus/Courrier, IEC 60870-5-103 e mais recentemente implantado, o protocolo IEC 61850.

Os sistemas de proteção são integrados na instalação, compondo uma rede de supervisão de proteção, permitindo o acesso local ou remoto de ajustes, registros de eventos, grandezas de entrada e outras informações pertinentes a cada um dos sistemas ou relés de proteção, através de um único modem e linha telefônica.

Os relés permitem a gravação das últimas faltas ocorridas, indicando o número da falta, a data e hora, o grupo de ajuste ativo, a fase ou fases da falta, entre outros dados e, além disso, possuem funções de automonitoramento contínuo de todos os circuitos. Pode realizar também a gravação de distúrbios e eventos ocorridos.

A AREVA/ALSTOM, fabricante da linha de relés digitais MiCOM, desenvolveu o programa aplicativo **MiCOM S1** com a finalidade de analisar os dados apresentados pelos relés. Este programa opera em ambiente Windows, proporcionando interface entre os relés e o usuário, análise de oscilografias, parametrização e programação por lógica PSL – *Programmable Scheme Logic*.

Para que os sistemas de proteção atendam aos requisitos existentes de sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa, de modo a não deteriorar o desempenho do sistema elétrico em condições de regime ou durante perturbações, os equipamentos devem respeitar às seguintes normas:

- IEC-255-11: (Teste de Imunidade a Interrupções e Chaveamentos Rápidos na Alimentação DC e AC);
- IEC-255-21-1: Classe I (Teste de Vibração);
- IEC-255-22-1: Classe III (Teste de Perturbação Elétrica para Relés de Medição e Equipamentos de Proteção – Teste de Perturbações de Ruptura de 1 [MHz]);
- IEC-255-22-2: Classe III (Teste de Perturbação Elétrica para Relés de Medição e Equipamentos de Proteção – Teste de Descarga Eletrostática);
- IEC-255-22-3: Classe III (Teste de Perturbação Elétrica para Relés de Medição e Equipamentos de Proteção – Teste de Perturbação de Campo Eletromagnético Irradiado);
- IEC-255-22-4: Classe IV (Teste de Perturbação Elétrica para Relés de Medição e Equipamentos de Proteção – Teste de Perturbação de Transitórios Rápidos);
- IEC-255-4: Classes II e III (Teste de Interferência e Impulso);
- IEC-255-5: Classe C (Teste de Isolação para Relés Elétricos);
- IEC-255-6: (Teste de Alta Frequência);
- IEC-256-6: Classe III (Teste de Impulso e Interferência);
- IEC-57(C022): (Teste de Temperatura);
- IEC-68-2-3: (Teste de Umidade);
- IEC-C15-PR11: (*Radio Disturbance*).
- DIN-40046: (Teste de Resistência Mecânica em Operação);

3.4 Proteção de Alimentadores

Para a proteção dos alimentadores será utilizado o modelo de relé MiCOM P123, mostrado na Figura 33. A Tabela 17 mostra algumas características deste relé.



Figura 33 – Relé Digital MiCOM P123 (Fonte: www.aveva-td.com/protectionrelays)

Tabela 17 – Características do Relé Digital MiCOM P123

Tensão Nominal Auxiliar (Vx)	24-60[Vdc] 48-250[Vdc]/48-250[Vac]
Faixa de Operação	DC: $\pm 20\%$ de Vx AC: $\pm -20\%$, $+10\%$ de Vx
Frequência Nominal	50/60[Hz]
Capacidade Térmica	Durante 1[s]: 100xIn Durante 2[s]: 40xIn Contínuo: 4xIn
Entradas e saídas	5 I/P e 8 O/P
Corrente de Entrada de Fase e de Terra	1 e 5[A] por conexão
Tempo de reconhecimento de entrada lógica	< 5[ms]
Capacidade dos contatos de saída	Continuamente: 5[A]
Corrente de curta duração	Durante 3[s]: 30[A]
Capacidade de Interrupção	135[Vdc]; 0,3[A] (L/R = 30[ms]) 250[Vdc], 50[W] resistiva ou 25[W] indutiva (L/R = 40[ms])
Tempo de operação	< 7[ms]

As funções de proteção deste relé podem ser observadas na Figura 34 e descritas a seguir:

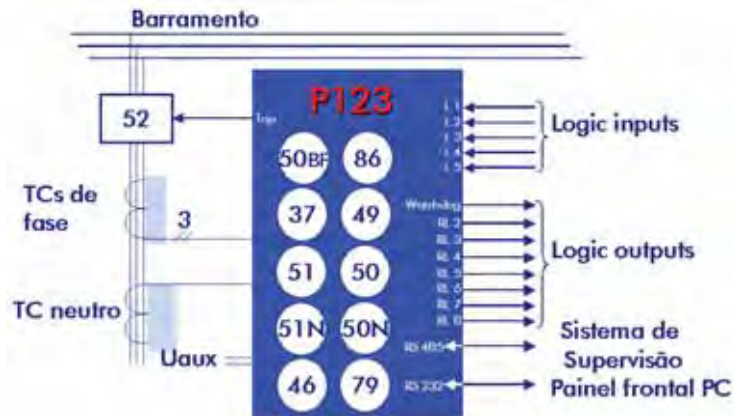


Figura 34 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P123 (Fonte: www.areva-td.com/protectionrelays)

- Proteção de Sobrecorrente de Fase e Fase-Terra Instantânea e Temporizada (50/51/50N/51N)

Estão disponíveis três estágios independentes para a proteção contra falhas entre fases e fase-terra. Nos primeiro e segundo estágios, tem-se a possibilidade de selecionar de forma independente o tempo definido de atraso (DMT) ou o tempo inverso de atraso (IDMT) com diferentes tipos de curvas. O terceiro estágio pode ser configurado para a detecção de picos e contém apenas o modo de tempo definido. Cada estágio e tempo de atraso relacionados, podem ser programados para fornecer a seletividade máxima. Além disso, os estágios IDMT têm um *reset* definido ou reduz o tempo de folga quando ocorrem faltas intermitentes.

- Proteção de Sobrecorrente de Seqüência Negativa (46)

O relé MiCOM P123 disponibiliza uma função programável especialmente projetada para detectar cargas desequilibradas e condições de falta. Possui três estágios de sobrecorrente de seqüência negativa contendo a mesma configuração e faixas de tempo de atraso que a função de sobrecorrente de fase.

- Proteção contra Sobrecarga Térmica (49)

O relé suporta correntes que contém até a décima harmônica, para isso, inclui uma reprodução exata de um elemento térmico baseado no valor *true RMS* de corrente. Nesta

função, os alarmes, limiares de sobrecarga e constantes de tempo são totalmente programáveis de acordo com as exigências de aplicação.

- Proteção de Subcorrente (37)

O relé fornece uma proteção de subcorrente de tempo definido. Esta função permite detectar aplicativos típicos, como perda de carga ou detecção de condutores rompidos.

- Proteção contra Falha do Disjuntor (50BF)

Esta função pode ser ativada pela excursão de uma proteção genérica e/ou comando externo de entradas digitais. Além disso, pode ser utilizada também para realizar a abertura de disjuntores.

- Função de Religamento (79)

O relé permite até quatro tentativas de religamento. Todas as funções de proteção programáveis podem, de forma independente, iniciar qualquer uma das tentativas e o usuário pode programar funções que são permitidas depois de qualquer uma das tentativas. Tempos mortos e de recuperação são livremente ajustáveis.

Um contador armazena o número de religamentos realizados, sendo que esta informação pode ser lida localmente ou remotamente.

- Relé de Bloqueio (86)

No relé MiCOM P123, qualquer saída, incluindo a excursão, pode ser bloqueada. O *reset* das saídas bloqueadas é possível através de uma entrada lógica, podendo ser feito pelo painel frontal de interface do usuário ou por comunicação remota.

A seguir são apresentadas outras funções e características do relé MiCOM P123:

- Relé de seletividade de esquema lógico

Através de uma entrada digital dedicada, podem-se alterar temporariamente as configurações de tempo de atraso em resposta da condição de início de falta fase-terra de um relé a jusante. Desta forma, os relés da linha MiCOM permite a eliminação das faltas mais rápido e corretamente quando usados em esquema de cascata.

- Monitoramento e Supervisão de disjuntores

Através de uma entrada específica, o relé permite uma supervisão do circuito de excursão, sendo que o resultado deste monitoramento pode ser visto localmente ou remotamente. Além disso, o relé P123 permite o acúmulo de todas as faltas de corrente de fases, informando a corrente total interrompida.

- Gravação de Eventos

Podem ser armazenados até 75 eventos de lógica, sendo configurados para 1ms cada. Estes eventos incluem entradas/saídas, mudança de status, alarmes e operações de contato.

- Gravação de Falhas

São armazenadas as últimas cinco falhas, sendo que cada falha inclui número recorde, tempo de falha, grupo de ajustes ativo, operação de proteção e magnitude das grandezas de entrada.

- Gravação de Distúrbios

Podem ser armazenados até cinco registros de distúrbios de no máximo três segundos cada. Esta função é acionada por qualquer limiar programado por uma entrada externa ou através de comunicação.

Além disso, toda informação lógica e analógica é armazenada na memória, podendo ser transferidas para um analisador de dados externos através das portas de comunicação frontal ou traseira.

- Interface com o usuário

Através do painel frontal de interface com o usuário, é possível programar e modificar todas as funções de proteção disponíveis no relé, incluindo itens de automação, comunicação, LED's, entradas e saídas.

As informações sobre ajustes, medições, faltas, etc, são feitas por um LCD. Além disso, os *menus* têm uma estrutura “*pull-down*” permitindo o acesso fácil e rápido de quaisquer dados. A Figura 35 mostra esta interface com o usuário.



Figura 35 – Painel frontal de interface com o usuário (Fonte: www.areva-td.com/protectionrelays)

3.5 Proteção de Transformadores

Para a proteção dos transformadores será utilizado o modelo de relé MiCOM P632, mostrado na Figura 36. A Tabela 18 mostra algumas características deste relé.



Figura 36 – Relé Digital MiCOM P632 (Fonte: www.areva-td.com/protectionrelays)

Tabela 18 – Características do Relé Digital MiCOM P632

Tensão Nominal Auxiliar (V_x)	24-60[Vdc] 48-150[Vdc] 130-250[Vdc]/100-250[Vac]
Faixa de Operação	19-60[Vdc] 32-150[Vdc] 48-250[Vdc], 48-250[Vac]
Tensão Nominal	57-130[V] ou 220-480[V] fase-fase
Frequência Nominal	50/60[Hz]
Capacidade Térmica	Durante 1[s]: 100xIn Durante 2[s]: 40xIn Contínuo: 4xIn
Corrente Nominal	1 e 5[A]
Tempo de reconhecimento de entrada lógica	5[ms] para Vdc 7,5[ms] para Vac
Capacidade dos contatos de saída	Continuamente: 5[A]
Corrente de curta duração	Durante 3[s]: 30[A]
Capacidade de Interrupção	135[Vdc]; 0,3[A] ($L/R = 30$ [ms]) 250[Vdc], 50[W] resistiva ou 25[W] indutiva ($L/R = 40$ [ms]) 250[Vac], 5[A] ($\cos\phi = 0,6$)
Tempo de operação	< 7[ms]

As funções de proteção deste relé são mostradas na Figura 37 e descritas a seguir:

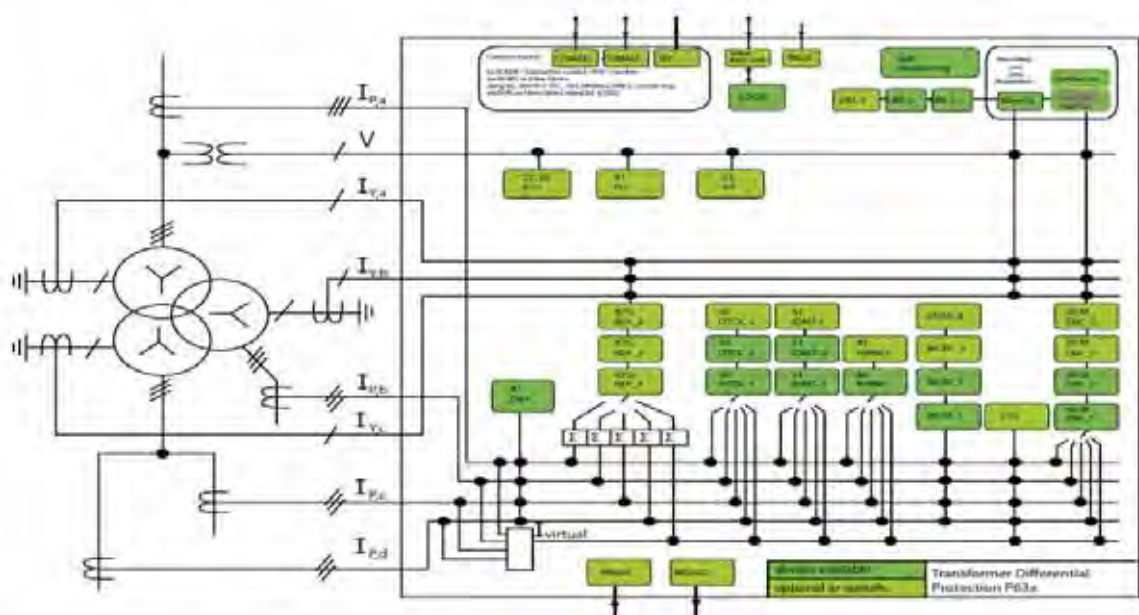


Figura 37 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P632 (Fonte: www.areva-td.com/protectionrelays)

- Proteção Diferencial (87)

A característica de *trip* do dispositivo de proteção diferencial apresenta duas curvas. A primeira depende da configuração básica do valor limiar $I_d >$ e a segunda curva é definida por um ajuste, como mostra a Figura 38. Acima do nível de corrente diferencial selecionada pelo usuário, a corrente de restrição não é mais levada em conta. Assim, até certo limite, a estabilidade do equipamento em caso de falhas externas é assegurada por meio da inclinação da reta. E como no relé está presente a característica de tripla-inclinação de disparo, a estabilização é particularmente pronunciada para altas correntes.

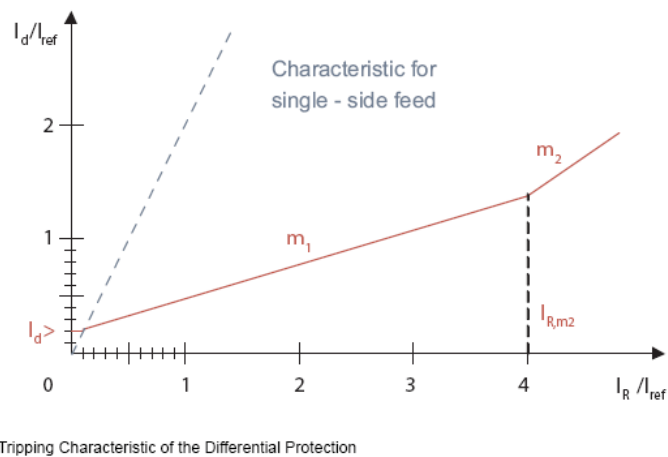


Figura 38 – Característica de trip da proteção diferencial (Fonte: www.aveva-td.com/protectionrelays)

- Proteção Restrita de Falta à Terra (64)

Esta proteção baseia-se no princípio de comparação de variáveis medidas com as correntes residuais. Esta função é aplicada em transformadores, a fim de detectar faltas à terra em um determinado enrolamento mais sensível do que em geral uma proteção diferencial de transformador é capaz de fazer. A vantagem da proteção diferencial de terra reside na dependência linear da sensibilidade sobre a distância entre a falta e o ponto de neutro.

- Proteção de Sobrecorrente a Tempo Definido e Inverso (50/51)

Para a avaliação das correntes de fase, da corrente de sequência negativa e corrente residual, utilizam-se sistemas de medição separados. A proteção de sobrecorrente de tempo

definido é fornecida a cada um dos três estágios por três sistemas de medição de proteção de sobrecorrente de tempo definido, e a proteção de sobrecorrente de tempo inverso oferece uma infinidade de características de disparo para os sistemas de medição individual.

- Proteção contra Sobrecarga Térmica (49)

Para localizar a primeira ordem de reprodução exata térmica considera-se a maior das três correntes de fase. Pode-se considerar a temperatura de refrigeração média levando em conta a réplica térmica usando a entrada opcional PT-100 ou a entrada 0-20mA. O usuário tem a opção de usar uma réplica térmica com base na temperatura absoluta ou relativa. Além disso, um sinal de aviso pode ser emitido conforme o nível de temperatura definido.

- Proteção de Sobretensão e Subtensão (27/59)

Esta função permite avaliar a componente fundamental da tensão por meio de dois tempos definidos de sobretensão e subtensão de cada estágio.

- Proteção de Sobrefrequência e Subfrequência (81)

No relé P632 pode-se realizar o monitoramento puro de sobrefrequência e subfrequência podendo também ser combinado com o monitoramento do gradiente de frequência (df/dt) para o sistema de desacoplamento de aplicações ou com um monitoramento do gradiente de frequência médio ($\Delta f/\Delta t$) para aplicações de perda de carga.

- Proteção de Sobreexcitação (24)

A função de sobreexcitação do relé P632 permite detectar uma alta densidade de fluxo magnético inadmissível no núcleo de ferro dos transformadores de potência que pode ser causado pelo aumento de tensão e/ou diminuição da frequência. Esta proteção transforma a relação de tensão pela frequência (V/f) em relações de valores nominais. Além disso, estão disponíveis um alarme de estágio de tempo definido e um estágio de disparo de tempo definido.

- Proteção contra Falha do Disjuntor (50BF)

Se a corrente não cair abaixo do limiar definido dentro do tempo permitido, esta proteção irá atuar. Como um adicional, em caso de condições de disparo sem a efetiva falta de corrente, pode-se monitorar a condição de contato aberto de um disjuntor auxiliar. O relé permite também um segundo comando de (re)disparo e um comando de disparo do disjuntor a montante. Além disso, fornece também uma função de disparo em caso de falhas do disjuntor a jusante, proteção no ponto da barra e monitoramento discrepante dos pólos.

A seguir são apresentadas outras funções e características do relé MiCOM P632:

- Medição de entrada e saída de dados

Com o objetivo de se adquirir uma variável de medição externa ou saída de dados, o relé fornece opcionalmente uma entrada 0-20mA e duas saídas 0-20mA, sendo que uma escala ajustável permite uma simples adaptação das faixas de entrada e saída (como, por exemplo, 0-10mA, 4-20mA).

- Interface de informação

Para realizar a troca de informações entre o relé e o usuário, utiliza-se o painel de controle local, a interface do PC e duas interfaces de comunicação opcional, sendo que a primeira interface de comunicação é ajustada segundo os protocolos IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-101, DNP 3.0, Modbus e Courier (COMM1) ou fornecendo protocolos alternativos conforme IEC 61850. Esta interface é destinada para realizar a integração com sistemas de controle de subestações. Já a segunda interface de comunicação (COMM2) está em conformidade com a IEC 60870-5-103 e destina-se às configurações centrais ou acesso remoto. E para a sincronização do relógio utiliza-se um dos protocolos citados anteriormente ou usando o sinal de entrada IRIG-B.

3.6 Proteção de Barramentos

Para a proteção dos barramentos será utilizado o modelo de relé MiCOM P746, mostrado na Figura 39. A Tabela 19 mostra algumas características deste relé.



Figura 39 – Relé Digital MiCOM P746 (Fonte: www.aveva-td.com/protectionrelays)

Tabela 19 – Características do Relé Digital MiCOM P746

Tensão Nominal Auxiliar (Vx)	24-48[Vdc] 48-110[Vdc]/40-100[Vac] 110-250[Vdc]/100-240[Vac]
Faixa de Operação	19-65[V] 37-150[Vdc], 32-110[Vac] 87-300[Vdc], 80-265[Vac]
Tensão Nominal	100-120[V] fase-fase
Frequência Nominal	50/60[Hz]
Capacidade Térmica	Durante 1[s]: 100xIn Durante 10[s]: 30xIn Contínuo: 4xIn
Corrente Nominal	1 e 5[A]
Tempo de reconhecimento de entrada lógica	7[ms]
Capacidade dos contatos de saída	Continuamente: 10[A]
Corrente de curta duração	Durante 3[s]: 30[A]
Capacidade de Interrupção	DC: 50[W] resistiva ou 62,5[W] indutiva (L/R = 50[ms]) AC: 2500[VA] resistiva ou 2500[VA] indutiva (cosφ = 0,7)
Tempo de operação	< 5[ms]

As funções de proteção deste relé são mostradas na Figura 40 e descritas a seguir:

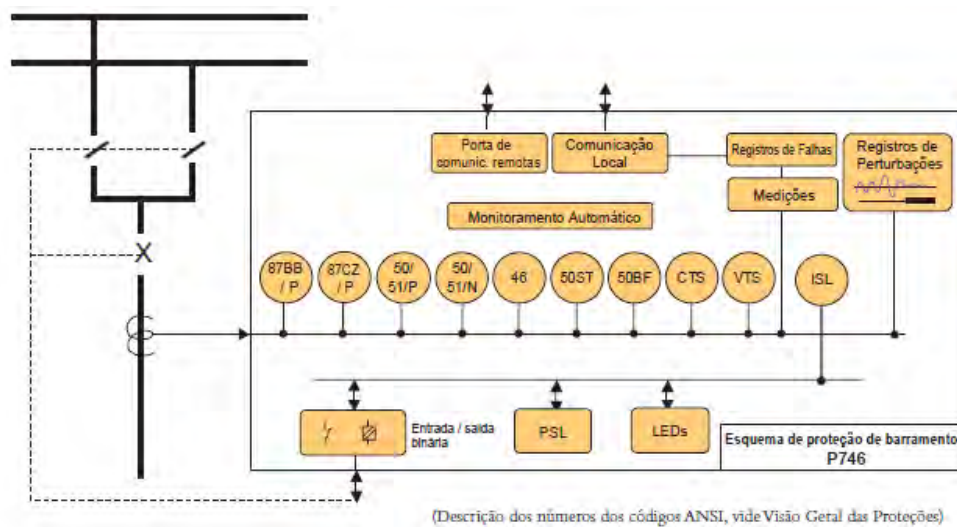


Figura 40 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P746 (Fonte: www.areva-td.com/protectionrelays)

- Proteção Diferencial de Barramento (87)

Esta proteção baseia-se no princípio de proteção diferencial de alta velocidade de fase segregada. Assim, utilizando-se a aplicação numérica da Lei de Kirchoff permite-se a detecção seletiva e o isolamento em alta velocidade de um segmento com falha do barramento. Para garantir a fácil adaptação do relé a qualquer tipo de configuração do barramento, o P746 incorpora um algoritmo universal que determina a zona de disparo ideal com base no estado atual dos seccionadores e/ou dos disjuntores da estação.

Para assegurar a estabilidade da proteção para falhas externas, o P746 emprega algoritmos, nos quais a corrente diferencial é comparada com uma corrente de restrição. Além disso, para aumentar a segurança da proteção diferencial, o elemento diferencial é supervisionado por um elemento global de Verificação de Zonas, garantindo a estabilidade até no estado errôneo dos contatos auxiliares dos seccionadores e dos disjuntores da estação.

- Proteção de Sobrecorrente de Fase e de Falta à Terra (50/51/50N/51N)

Estão disponíveis dois estágios independentes de proteção de sobrecorrente para faltas fase-fase e faltas à terra. O primeiro estágio pode ser programado com um tempo de atraso definido (DMT) ou de tempo inverso (IDMT). Já o segundo estágio pode ser programado somente como tempo definido.

- Proteção de Falha de Disjuntor (50BF)

Como em geral a proteção de falha de disjuntor é executada fase a fase, possibilita-se receber ordens de disparo monopolar. Além disso, o relé P746 pode funcionar em coordenação com relés de falha de disjuntor externos. Assim, o recebimento de um comando de falha de disjuntor externo resulta no disparo de todos os disjuntores adjacentes, através do sistema de reconhecimento topológico que sabe qual disjuntor está conectado a qual zona.

- Proteção de Zona Morta ou Ponto Cego (50ST)

Os seccionadores ou os TC's abertos em torno do barramento definem os limites das zonas principais, assim, quando um seccionador de um alimentador for aberto é criada uma zona morta ou ponto cego em torno do TC associado. Desta forma, o relé MiCOM P746 detecta esta condição automaticamente, protegendo esta zona.

A seguir são apresentadas outras funções e características do relé MiCOM P746:

- Ajuste da Corrente diferencial

Em algumas operações de manobra na subestação, podem ocorrer réplicas de topologia incorretas, gerando uma corrente diferencial. O relé P746 opera se esta corrente atingir um limiar o qual é ajustado normalmente acima do maior valor de corrente de carga quando não forem usados critérios de tensão.

- Hardware

O relé P746 inclui: um display de cristal líquido com iluminação de fundo, LED's tricolores, teclas de função, teclas de atalho, porta frontal (RS232) e porta traseira (RS485 / K-bus), placa de comunicação traseira opcional Ethernet, segunda placa de comunicação opcional traseira, porta opcional IRIG-B, porta Frontal de Download/Monitoramento, bateria (supervisionada), contatos de vigilância NA e reversíveis, tensão de campo +48 V supervisionada, entradas de TC de 1A e 5A, entradas ópticas universais com limiar de tensão programáveis.

- Registrador de Eventos

O relé permite armazenar até 512 registros na memória com bateria reserva, sendo que as informações podem ser extraídas pela porta de comunicação ou visualizadas no display do painel frontal.

- Registrador de Falhas

São armazenados na memória os últimos cinco registros de falhas, sendo que cada falha inclui: fase defeituosa, indicação da zona com falha, data e horário, elemento de proteção operado, grupo de ajustes ativo, duração da falha, correntes, frequência e tensão.

- Registrador de Perturbações

O MiCOM P746 possui um recurso independente de registro de perturbações, podendo registrar 18 canais analógicos e 32 canais digitais além de um canal de tempo.

- Portas de Comunicação Local e Remota

No relé MiCOM P746, estão disponíveis duas portas de comunicação. Uma porta traseira que proporciona comunicações remotas, sendo que o protocolo padrão é o Courier / RS 485 ou K-bus, porém o IEC60870-5-103 ou o Modbus ou DNP 3.0 podem ser selecionados. E uma porta frontal que proporciona comunicações locais.

Como opcional pode ser adicionada uma segunda porta traseira Ethernet, utilizando o protocolo IEC61850-8.1. Este protocolo oferece troca de dados de alta velocidade, comunicação não hierárquica, geração de relatórios, extração de registros de perturbações e sincronização da hora.

- Lógica de Esquema Programável

O relé P746 disponibiliza uma poderosa ferramenta de programação lógica (PSL – *Programmable Scheme Logic*) que permite ao usuário customizar as funções de proteção e

controle. Além disso, esta lógica pode ser usada também para programar as funções das entradas opticamente isoladas, saídas de relés e indicações de LED's tricolores.

A PSL contém portas lógicas e temporizadores de uso geral, sendo que as portas lógicas incluem funções OR, AND, inversores e a maioria das funções de portas, com a capacidade de inverter as entradas e saídas e oferecer feedback.

- IHM Remota

Através da Interface Homem-Máquina (IHM) remota permite-se monitorar a posição de disjuntores e seccionadores no esquema do barramento, bem como correntes, alarmes, etc.

- TRIP Simultâneo ou Sequencial

Para que ocorra a desconexão de alta velocidade da barra com o sistema e atrasar o *trip* de alimentadores de geração (altamente recomendados), o relé MiCOM P746 permite atraso em todos ou em cada contato de disparo.

3.7 Proteção de Motores de Indução

Para a proteção dos motores de indução, será utilizado o modelo de relé MiCOM P225, mostrado na Figura 41. A Tabela 20 mostra algumas características deste relé.



Figura 41 – Relé Digital MiCOM P225 (Fonte: www.areva-td.com/protectionrelays)

Tabela 20 – Características do Relé Digital MiCOM P225

Tensão Nominal Auxiliar (Vx)	24-60[Vdc] 48-150[Vdc] 130-250[Vdc]/100-250[Vac]
Faixa de Operação	19-60[Vdc] 32-150[Vdc] 48-250[Vdc], 48-250[Vac]
Tensão Nominal	57-130[V] ou 220-480[V] fase-fase
Frequência Nominal	50/60[Hz]
Capacidade Térmica	Durante 1[s]: 100xIn Durante 2[s]: 40xIn Contínuo: 4xIn
Corrente Nominal	1 e 5[A]
Tempo de reconhecimento de entrada lógica	5[ms] para Vdc 7,5[ms] para Vac
Capacidade dos contatos de saída	Continuamente: 5[A]
Corrente de curta duração	Durante 3[s]: 30[A]
Capacidade de Interrupção	135[Vdc]; 0,3[A] (L/R = 30[ms]) 250[Vdc], 50[W] resistiva ou 25[W] indutiva (L/R = 40[ms]) 250[Vac], 5[A] (cos ϕ = 0,6)
Tempo de operação	< 7[ms]

As funções de proteção deste relé são mostradas na Figura 42 e descritas a seguir:

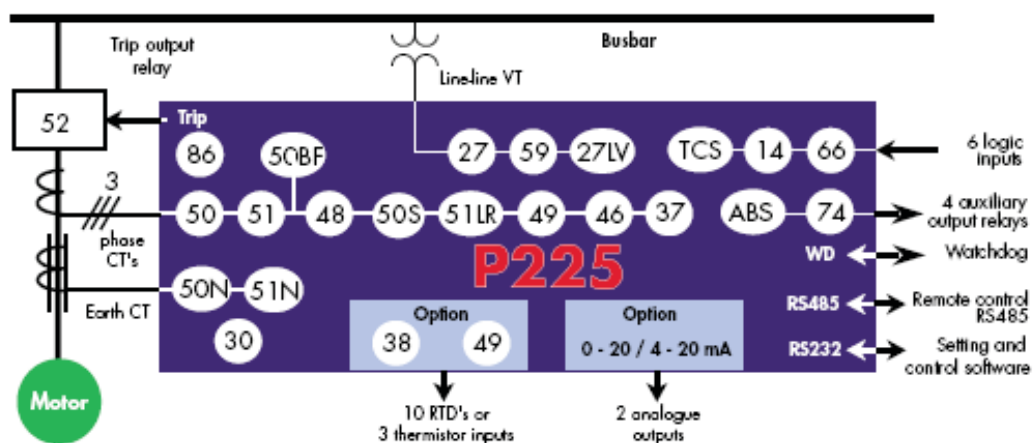


Figura 42 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P225 (Fonte: www.areva-td.com/protectionrelays)

- Proteção contra Sobrecarga Térmica (49)

O relé MiCOM P225 permite a proteção simultânea dos enrolamentos do estator e do rotor de um motor, mesmo sob condição de operação de subcarga e sobrecarga durante a partida com o rotor bloqueado ou o motor desligado.

A fim de evitar o superaquecimento nos enrolamentos do estator, causado por um desequilíbrio de corrente ou pela presença de componentes harmônicos, o relé P225 separa a corrente de sequência negativa e a reconstitui com o valor *true RMS* da corrente do estator absorvida pelo motor, melhorando a proteção contra sobrecargas e, conseqüentemente, diminuindo o risco de danos do motor.

- Proteção de Sobrecorrente a Tempo Definido e Inverso (50/51)

No relé P225, existe um elemento de sobrecorrente de fase que permite detectar faltas entre fases. Além disso, a fim de proporcionar uma melhor seletividade, o relé disponibiliza um limiar de curto-circuito, um sinal de tempo de atraso e um sinal instantâneo.

- Monitoramento da Temperatura (38/49)

Para monitorar a temperatura do motor, podem ser conectados ao relé P225, dez RTD's (*Resistance Temperature Detector*), sendo que para cada um dos dez canais de RTD, estão disponíveis dois limiares de temperatura com configurações individuais de tempo de atraso.

Portanto, pode-se monitorar separadamente os enrolamentos do estator, bem como os enrolamentos de giro do motor e as cargas envolvidas. Além disso, se o motor estiver equipado com termistores, o relé P225 monitora a temperatura através destas três entradas de termistores.

- Rotor Bloqueado durante o funcionamento ou o *star-up* do motor (50S/51LR)

No relé P225, um limiar de corrente detecta a parada do motor quando este estiver operando em condições normais. Já durante a partida do motor, o rotor bloqueado é detectado com a ajuda de um interruptor de entrada veloz.

- Proteção de Sobrecorrente de Sequência Negativa (46)

Estão disponíveis no relé MiCOM P225, dois elementos de sobrecorrente baseados na componente de sequência negativa de corrente, sendo que um deles é associado a uma característica de tempo inverso (IDMT) e o outro tem características de tempo definido (DMT).

- Proteção de Sobrecorrente de Falta à Terra (50N/51N)

Estão disponíveis no relé dois elementos de fase de sequência zero de sobrecorrente. Cada limiar de corrente de terra tem à sua disposição um sinal instantâneo e de atraso, sendo que a sua faixa de ajuste varia de 0.002 a 1 Ion, permitindo a máxima sensibilidade para detecção de falta à terra.

- Perda de Carga (37)

No relé P225, a perda de carga, causada pela ruptura do eixo, é detectada por um limiar de corrente de fase de tempo mínimo.

- Tempo de início excessivo (48/51)

Esta função permite monitorar a duração de *star-up* de fase do motor quando este é descarregado ou acoplado a uma carga pesada. Para isso, utiliza-se a escolha de critério de detecção do *star-up* do motor, qualquer que seja o modo utilizado (estrela-triângulo, auto-transformador, inserção de resistor, etc).

- Autorização de re-aceleração (27LV)

Através da sua entrada de tensão, o relé P225 pode detectar uma queda de tensão. Assim, dependendo do tempo de duração do afundamento de tensão, o relé pode gerar um comando de re-aceleração do motor até este retornar à sua tensão plena, ou dar uma ordem de parada do motor para permitir o processo de re-aceleração de motores mais críticos. Desta forma, melhora-se a continuidade do processo.

- Função de Subtensão (27)

No relé P225 existe um limiar de tensão fase-fase que fará com que o motor pare, caso o fornecimento de tensão caia, sendo que esta função pode ser colocada seletivamente dentro ou fora de operação durante o *star-up* (de fase) do motor.

- Função de Sobretensão (59)

No relé MiCOM P225, está disponível um limiar de sobretensão que protege o motor contra uma sobretensão. Além disso, pode-se também gerar um aviso no caso de isoladores envelhecidos.

- Limitação do número de partidas e tempo entre partidas (66)

O relé P225 permite distinguir um motor frio de quente, possibilitando uma otimização do número de *star-ups* do motor em um determinado período de tempo. Definindo um atraso mínimo entre dois *star-ups* evita-se expor o motor e seu sistema de *star-up* sobre um alto estresse.

- Relé de bloqueio (86)

No relé P225, pode ser mantida uma ordem de disparo a fim de evitar o risco de reinício do motor em uma falta elétrica, mecânica ou térmica.

- Proteção de Falha do Disjuntor (50BF)

A falha do disjuntor será detectada rapidamente pelo relé, que em seguida enviará um sinal de disparo local ou atuará no disjuntor imediatamente a jusante.

O relé P225 ajuda a manter estabilidade da rede e a confiabilidade do sistema de proteção, acelerando o tempo necessário para eliminar a falta no caso de falha do disjuntor.

A seguir são apresentadas outras funções e características do relé MiCOM P225:

- *Star-up* de emergência

Por condições de segurança ou pelo processo, o relé P225 disponibiliza uma entrada lógica que permite realizar o *star-up* do motor.

- *Trips* (disparos) externos

No relé P225, podem-se utilizar sinais binários externos, a fim de gerar um disparo ou um sinal de alarme, ou pode ser tratada simplesmente como uma informação binária a ser passada através do relé para o sistema de controle remoto.

- Portas Lógicas

A porta lógica ajuda a fazer economia na transmissão externa além de ser a responsável por realizar a interação do relé com o processo. Desta forma, o relé MiCOM disponibiliza até quatro portas lógicas AND ligadas ao tempo de atraso, combinando informações interna e externa com o relé de proteção.

O usuário pode criar também portas lógicas OR individualmente programando cada saída do relé.

- Registro de Eventos

São gravadas em uma memória não-volátil os últimos 75 eventos, sendo registrados a cada 1ms. Estes eventos abrangem todas as mudanças de *status* de entradas e saídas lógicas, modificações de um ou mais parâmetros, sinais de alarme ou a operação de um dos contatos de saída.

- Registro de Falhas

São registradas as últimas cinco falhas, sendo que para cada falha, o relé registra e indica o número de falhas, a data e a hora, o grupo de ajuste ativo, o defeito de fase ou fases, a

função que gerou o disparo, a magnitude do valor que deu origem ao comando do disparo e os valores das tensões e correntes de fase e terra.

- Interface com usuário

A interface com o usuário é feita pelo painel frontal e *menus*. Assim, todos os parâmetros do relé, como, funções de proteção, controles de lógica, comunicação, LED's, entradas e saídas, podem ser programados e modificados por botões *push-bottons* localizados no painel frontal.

Os *menus* são projetados de modo que o usuário possa manuseá-los facilmente, sem confusão.

- LED's fixos e programáveis

No painel frontal do P225, existem quatro LED's que mostram o estado do relé (disparo, alarme, falha do equipamento e saúde). Além disso, podem-se programar estes LED's, atribuindo-lhes funções ou estados lógicos, por exemplo, “motor em execução”, ou “*star-up* bem sucedido”, etc, evitando-se assim a necessidade de uma sinalização externa.

- Comunicação

O relé MiCOM P225 é equipado com uma porta RS 485 em sua placa traseira, permitindo se comunicar via MODBUS, Courier, IEC 60870-5-103 ou IEC 61850, podendo transmitir valores ajustáveis, dados medidos, sinais de alarme e todos os outros registros para o Sistema de Controle da Subestação ou para o Sistema SCADA.

Além disso, os parâmetros de comunicação como endereço do equipamento, taxa de dados, paridade, etc, podem ser ajustados por um operador através da interface do usuário.

3.8 Proteção de Geradores

Para a proteção dos geradores, será utilizado o modelo de relé MiCOM P343, vide Figura 43. A Tabela 21 mostra algumas características deste relé.



Figura 43 – Relé Digital MiCOM 343 (Fonte: www.aveva-td.com/protectionrelays)

Tabela 21 – Características do Relé Digital MiCOM P343

Tensão Nominal Auxiliar (Vx)	24-48[Vdc] 48-110[Vdc]/30-100[Vac] 110-250[Vdc]/100-240[Vac]
Faixa de Operação	19-65[V] 37-150[Vdc], 24-110[Vac] 87-300[Vdc], 80-265[Vac]
Tensão Nominal	100-120[V] ou 380-480[V] fase-fase
Frequência Nominal	50/60[Hz]
Capacidade Térmica	Durante 1[s]: 100xIn Durante 10[s]: 30xIn Contínuo: 4xIn
Corrente Nominal	1 e 5[A]
Tempo de reconhecimento de entrada lógica	< 12[ms]
Capacidade dos contatos de saída	Continuamente: 10[A]
Corrente de curta duração	Durante 3[s]: 30[A]
Capacidade de Interrupção	DC: 50[W] resistiva ou 62,5[W] indutiva (L/R = 50[ms]) AC: 2500[VA] resistiva ou 2500[VA] indutiva (cos ϕ = 0,7)
Tempo de operação	< 5[ms]

As funções de proteção deste relé são mostradas na Figura 44 e descritas a seguir:

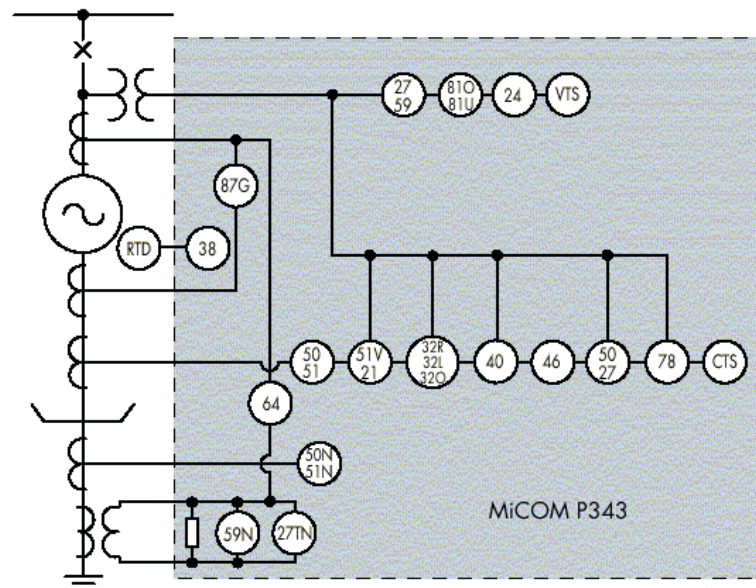


Figura 44 – Funções de Proteção do Relé Digital MiCOM P343 (Fonte: www.areva-td.com/protectionrelays)

- Proteção Diferencial do Gerador (87G)

Esta função permite detectar as faltas de fase do estator, podendo ser definida como qualquer um dos sistemas de polarização percentual com uma dupla característica de inclinação ou como um esquema de alta impedância. Assim, quando esta última condição é utilizada, uma estabilização adicional de resistência é necessária.

- Proteção de Sobrecorrente de Fase (50/51)

Estão disponíveis no relé P343 quatro estágios independentes para cada elemento de sobrecorrente de fase, sendo que cada estágio pode ser selecionado como direcional (para frente/trás) e não-direcional. Além disso, todos os estágios têm características de atraso a tempo definido e dois destes estágios podem também ser ajustados independentemente para uma das nove curvas de tempo definido inverso.

A fim de garantir que o elemento de sobrecorrente de tempo de atraso e instantâneo opere corretamente para eliminar as faltas trifásicas, o relé disponibiliza um sinal de polarização síncrono mantido por 3,2 segundos depois do colapso de tensão.

- Proteção de Sobrecorrente de Falta à Terra (50N/51N)

Esta função opera por uma conexão de entrada de falta à terra para medir a corrente de falta no caminho de terra do gerador. Estão disponíveis dois estágios independentes para cada sobrecorrente de fase, sendo que ambos os estágios têm características de tempo de atraso definido e o primeiro estágio também pode ser ajustado independentemente para uma das nove curvas de tempo definido inverso.

- Proteção Restrita de Falta à Terra (64)

Esta função pode ser configurada como polarização diferencial de alta impedância ou baixa impedância. Quando utilizada a primeira condição, uma estabilização adicional de resistência é necessária.

- Sobrecorrente/subimpedância dependente da tensão (51V/21)

O relé P343 fornece uma proteção de retaguarda para faltas entre fases, que pode ser definido como sobrecorrente controlada por tensão ou sobrecorrente ou subimpedância restringida por tensão. Quando selecionada a função de sobrecorrente controlada por tensão ou restringida por tensão, a característica de cronometragem pode ser definida como tempo definido (DMT) ou inverso (IDMT). Já para a condição de subimpedância, é fornecido um segundo estágio trifásico de um elemento de subimpedância não-direcional.

- Deslocamento do neutro/sobretensão residual (59N)

Está disponível no relé P343 a proteção de sobretensão residual a fim de detectar faltas à terra onde há uma isolada ou alta impedância de terra. A tensão residual pode ser medida a partir de um delta interrompido, a partir do enrolamento secundário de terra do transformador de distribuição para o neutro do gerador. Pode ser calculado também pela medição das três fases para a tensão de neutro.

O relé tem dois estágio de medição e dois estágios de cálculo para a proteção de sobretensão residual, sendo que cada estágio pode ser definido com características de tempo de atraso definido ou inverso.

- Subtensão/Sobretensão (27/59)

Esta função pode ser configurada para operar a partir de qualquer elemento de tensão fase-fase ou fase-neutro. Estão disponíveis dois estágios independentes com elementos de tempo definidos, sendo que o primeiro estágio pode também ser configurado para característica de tempo inverso.

- Subfrequência/Sobrefrequência (81U/81O)

Estão disponíveis no relé dois estágios de sobrefrequência e quatro estágios de subfrequência, sendo que cada estágio funciona com elemento de tempo definido.

- Proteção de energia (32R/32L/32O)

Esta função fornece duas etapas que podem ser configuradas independentemente para operar como potência reversa (RP), sobreenergia (OP) ou proteção a baixa energia (LFP). Além disso, a direção da energia medida para a proteção pode ser revertida selecionando o modo de operação “gerador/motor”.

Assim, a proteção de energia pode ser usada para fornecer uma simples proteção de sobrecarga (OP), proteção contra modo motor quando estiver no modo gerador, intertravamento do disjuntor para evitar uma sobrevelocidade durante o desligamento da máquina (LFP, modo gerador) e/ou proteção contra perda de carga (LFP, modo motor).

- Perda de área de atuação (40)

O primeiro estágio do relé permite uma pequena característica instantânea para fornecer um rápido disparo para uma perda de excitação em saídas de alta potência, onde o sistema de estabilidade pode ser afetado. Já o segundo estágio pode ser configurado com uma característica de tempo de atraso longo para fornecer estabilidade, protegido de disparos abaixo das condições de baixa potência. São fornecidos temporizadores integrados para ativar a impedância característica para fornecer um tempo de atraso para a proteção de escorregamento dos pólos. Além disso, um elemento de alarme de fator de potência também é

fornecido para oferecer mais sensibilidade de proteção para condições de operações incomuns.

- Proteção de Sobrecorrente de Sequência Negativa (46)

No relé P343, são fornecidos dois estágios de proteção de sequência negativa a fim de proteger o gerador contra as correntes desequilibradas do estator causada por falhas externas ou carregamento desequilibrado, compreendendo um estágio de alarme de tempo definido e um estágio de disparo para operar com uma característica térmica. Estão incluídos também quatro estágios de sobrecorrente de sequência negativa de fase a tempo definido. Assim, cada estágio pode ser selecionado como direcional (para frente/para trás) ou não-direcional, e pode operar por faltas fase-fase e fase-terra remotamente.

- Sobrefluxo (24)

São fornecidos no relé um elemento V/Hz de cinco estágios para proteger o gerador, ou o transformador conectado, contra uma sobreexcitação, sendo que o primeiro estágio é um alarme de tempo definido, o segundo estágio pode ser usado para fornecer uma característica de disparo de tempo inverso/definido e os demais estágios são a tempo definidos.

- Energização involuntária para paralisação (50/27)

Caso o disjuntor feche acidentalmente quando a máquina não estiver funcionando, resultará em uma alta corrente. Para proteger contra esta condição, o relé disponibiliza uma tensão supervisionada por um sistema de sobrecorrente. Assim, quando a tensão da máquina é baixa, isto é, a máquina não está funcionando, um elemento de sobrecorrente instantânea é ativado. Para garantir que o elemento irá estabilizar para quedas normais de tensão que podem ocorrer em falhas de sistema ou reconexão da máquina, são utilizados temporizadores.

- Escorregamento dos pólos (78)

Esta proteção utiliza a variação da impedância “aparente” como vista nos terminais dos geradores para detectar escorregamento dos pólos. São criadas duas zonas por uma linha de reatância usada para distinguir se a impedância concentrada do enrolamento do pólo está

localizada no sistema de energia ou no gerador, sendo que contadores separados são usados para contar enrolamentos dos pólos nestas duas zonas.

Além disso, uma configuração também é fornecida para determinar se a proteção opera em modo gerador, em modo motor ou ambos os modos.

A seguir são apresentadas outras funções e características do relé MiCOM P343:

- Entradas e Saídas Analógicas

São fornecidas quatro entradas analógicas para transdutores com intervalos de 0-1mA, 0-10mA, 0-20mA ou 4-20mA. Estas entradas podem ser utilizadas por diversos transdutores, como monitores de vibração, tacômetros e transdutores de pressão. Além disso, associados a cada entrada existem dois estágios de proteção de tempo de atraso, uma para alarme e um para disparo, sendo que cada estágio pode ser definido para operar em “*over*” ou “*under*”. Estão disponíveis também quatro saídas analógicas com intervalos de 0-1mA, 0-10mA, 0-20mA ou 4-20mA que pode aliviar a necessidade de transdutores separados.

- Esquema Lógico Programável

Permite ao usuário personalizar as funções de proteção e controle. Além disso, pode ser utilizado também para programar a funcionalidade de entradas isoladas opticamente, saídas do relé e indicações de LED. O esquema lógico programável compreende portas lógicas e temporizadores de propósito geral, sendo que as portas lógicas incluem OR, AND e funções de porta majoritária, com a habilidade de inverter as entradas e saídas e fornecer feedback. Desta forma, o sistema é otimizado para avaliar mudanças para o esquema de sinais lógicos e assim, minimizar os atrasos na execução da lógica.

- Comunicação traseira

A principal interface de comunicação traseira destina-se a integração com o controle do sistema da subestação e suporta os protocolos Courier/K-Bus, Modbus, IEC 60870-5-103, DNP 3.0 e IEC 61850. Este último está disponível quando a porta opcional Ethernet é ordenada e, além disso, oferece troca de dados de alta velocidade, comunicação par-a-par, extração de registro de perturbações e sincronização do tempo. A sincronização do relógio

pode ser feita através de um dos protocolos ou pela entrada IRIG-B ou por uma entrada opcional.

- Comunicação Local

A porta de comunicação frontal RS 232 Courier é utilizada principalmente para definir as configurações do relé e o esquema lógico programável. É usado também para eventos de resumo local, falta e registrar informações de perturbação, e pode ser usado como uma ferramenta de comissionamento, visualizando todas as medições do relé simultaneamente.

- Supervisão de Transformador de Corrente (CTS)

Esta função é fornecida para detectar a perda do sinal de fase do TC e inibir a operação dos elementos de proteção dependente da corrente. No relé P343, CTS é fornecido para ambas as três fases dos TC's.

3.9 Protocolo IEC 61850

Em uma subestação, é comum encontrar equipamentos de diversos fabricantes, utilizando diferentes protocolos para os sistemas de proteção e controle. Assim, nas SE's encontram-se uma grande variedade de protocolos de comunicação como pode ser observada na Figura 45.

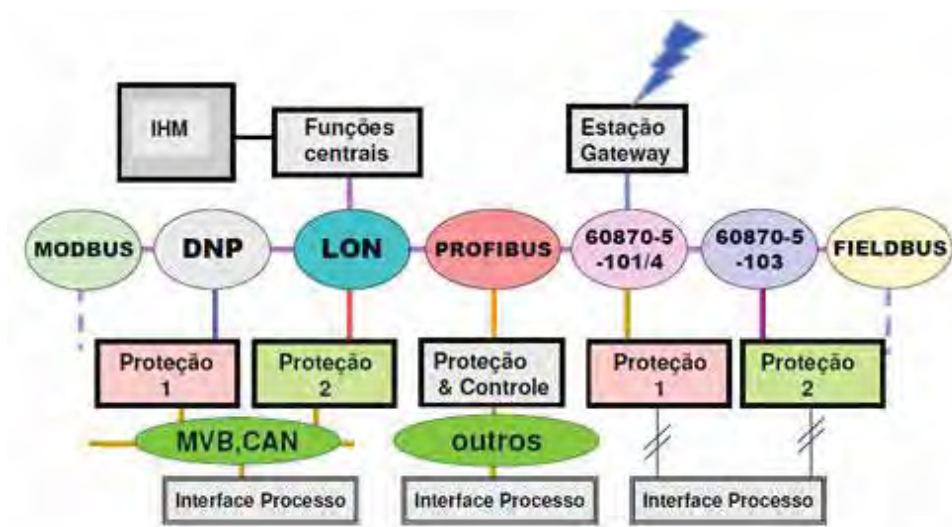


Figura 45 – Integração de dispositivos de uma SE (Fonte: www.abb.com)

Surge então, a necessidade de trocar as informações entre os equipamentos da SE de forma serial, normalizando as interfaces entre os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's). Assim, no início dos anos 90, o *Power Research Institute* (EPRI) desenvolveu um projeto chamado UCA (*Utility Communications Architecture*) a fim de possibilitar a comunicação em tempo real. Em 1996 foi então publicada a IEC 60870-6, chamada de UCA 2.0. Porém, mais tarde reconheceu-se a necessidade de uma padronização mais geral, fazendo com que a IEC e o EPRI trabalhassem juntos a fim de obter uma única normalização, denominada IEC 61850.

A IEC 61850 é uma norma internacional para Sistemas de Automação de Subestações (SAS). Esta norma tem a função de padronizar a comunicação em rede entre os equipamentos e sistemas presentes na SE, sendo que a padronização deve ser capaz de garantir possibilidade de atualizações, ampliações, testes e manutenção do sistema de automação e aumento da vida útil dos sistemas de comunicação.

O padrão promove a interoperabilidade dos sistemas de proteção e controle, isto é, a habilidade dos IED's de um ou diversos fabricantes trocar informações e utilizar as informações para suas próprias funções. Apresenta livre configuração, suportando diferentes filosofias e permitindo uma livre alocação de funções. E possui estabilidade de longo prazo, sendo à prova de futuro, isto é, está apta a seguir o processo na tecnologia da comunicação bem como das exigências do sistema.

A implementação desta norma faz com que não haja mais problemas de comunicação por excesso de protocolos, diminui a necessidade de gastos elevados em desenvolvimento de softwares e/ou utilização de conversores de protocolos, diminui a quantidade de cablagem de cobre para comunicação e diminui os gastos elevados com treinamento de operadores.

A Figura 46 mostra a automação de uma SE utilizando o protocolo IEC 61850-8.

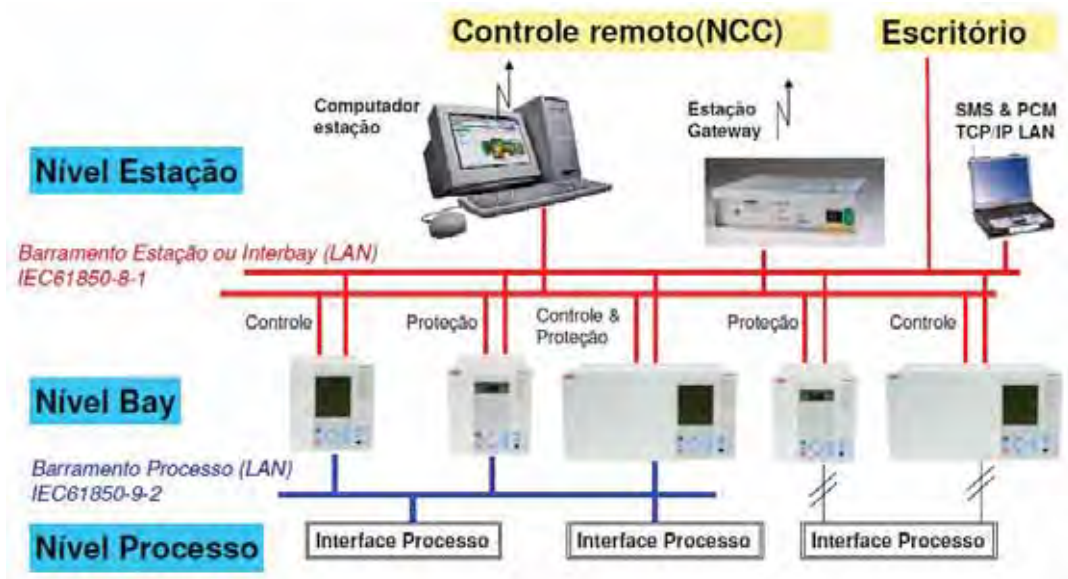


Figura 46 – Automação de SE's com barramento de estação IEC 61850-8 (Fonte: www.abb.com)

Além disso, a norma IEC 61850 modelou também os mecanismos de comunicação, como:

- *Generic Object Oriented Substation Event (Goose)*: para mensagens com requisitos rígidos de tempo como *trips* da proteção, na ordem de milissegundos. Estas mensagens só trafegam dentro da LAN (Local Area Network) e possuem apenas o endereço MAC. Além disso, utilizam o mecanismo de rede conhecido como publicadora/assinante.

- *Manufacturing Message Specification (MMS)*: para mensagens de supervisão e controle, com tempos de transmissão na ordem de segundos. Este tipo de mensagem utiliza os mecanismos normais do TCP/IP.

- *Sampled Values (SV)*: valores amostrados para serem utilizados nas conversões de medidas analógicas, sendo que o tempo de transmissão necessita ser da ordem de microssegundos, pois envolvem digitalização de sinais nas frequências de 60Hz de transmissão de energia elétrica.

4 PROGRAMA DE MONITORAMENTO DA SUBESTAÇÃO

Para realizar a proteção dos equipamentos da SE, é necessária uma série de automatismos de manobras que garanta a continuidade da geração de energia elétrica aos centros consumidores. Desta forma, foi desenvolvido um programa em Java a fim de simular algumas faltas na SE para demonstrar a sequência de manobra dos disjuntores. Uma destas faltas e a mais “perigosa” é quando ocorre a falta da concessionária. Assim, para que se possam atender algumas cargas prioritárias e algumas cargas da seção k1, há a necessidade da entrada de um gerador que irá suprir a falta de energia por um determinado tempo em lugares onde a mesma é imprescindível.

4.1 Descrição do Grupo Gerador-Motor-Diesel

Foi admitido um gerador de emergência do tipo “Gerador-Motor-Diesel” no barramento de BT, apresentando as seguintes características:

Potência nominal:	$P_N = 2500$ [kW]
Tensão nominal:	$V_N = 4,16$ [kV] (Ligação Estrela – com neutro aterrado através de um resistor de valor $R_a = 6$ [ohm])
Fator de Potência:	$FP_N = 0,8$ ind.
Frequência:	$f = 60$ [Hz]
Reatância Síncrona:	$X_S = j 140\%$
Reatância Subtransitória:	$X_S'' = j 12\%$
Velocidade:	$N_R = 3600$ [rpm] (1 par de pólos)

Esse grupo motor-gerador deverá ser mantido “a quente” para que em qualquer condição emergencial com queda total de tensão proveniente da concessionária, ele entre em serviço, imediatamente, devendo nessas condições, alimentar um conjunto de cargas consideradas de emergência, como:

Bloco de cargas de atividades do processo - $P_C = 800$ [kW] - $FP_C = 0,85$ ind. operando na tensão de $V_N = 4,16$ [kV], o qual deverá ser mantido ativado na ausência da alimentação principal proveniente da concessionária.

Um conjunto de cargas de BT vinculadas às atividades do processo industrial em questão, alimentadas por um transformador de potência nominal igual a $S_{4N} = 750$ [kVA], sendo $V_{AT} = 4,16$ [kV] - delta, $V_{BT} = 380$ [V] – estrela solidamente aterrada, grupo de defasamento angular Dy30° e de impedância percentual $Z_{TF4} = j 4,2\%$. Esse transformador deverá ainda alimentar outro bloco de cargas relativo a todo o sistema de iluminação exterior em emergência no pátio, $P_{ILUM} = 60$ [kW], e no interior da planta industrial (galpões, corredores, salas administrativas, almoxarifados, etc) de potência equivalente a $P_{INTERIOR} = 80$ [kW], relativos à instalação industrial em questão. Além dessas cargas, essa geração de emergência deverá também alimentar o transformador de serviços auxiliares da SE visando manter energizado o sistema do retificador de tensão para serviços auxiliares DC ($V_{DC} = \pm 125$ [V]), o qual opera em paralelo com um banco de baterias chumbo-ácidas contendo em média 64 elementos.

Assim, o gerador escolhido para fornecer a potência necessária descrita acima será o gerador AMG 1600 do fabricante ABB. A Tabela 22 mostra algumas características deste equipamento.

Tabela 22 – Características do Gerador de Emergência

Fabricante	ABB
Tipo	AMG 1600
Potência	1-60 [MVA] em 50/60 [Hz]
Tensão	1-15 [kV]
Carcaça	0710 a 2500
Número de Pólos	4-30
Normas	IEC e NEMA
Desenho	Geradores tipo brushless disponíveis na configuração de ventilação aberta, totalmente fechado, refrigerado a água ou dutos ventilados.



Figura 47 – Gerador AMG 1600 (Fonte: www.abb.com)

A Figura 48 ilustra o diagrama unifilar completo da subestação, considerando-se agora a entrada do gerador de emergência.

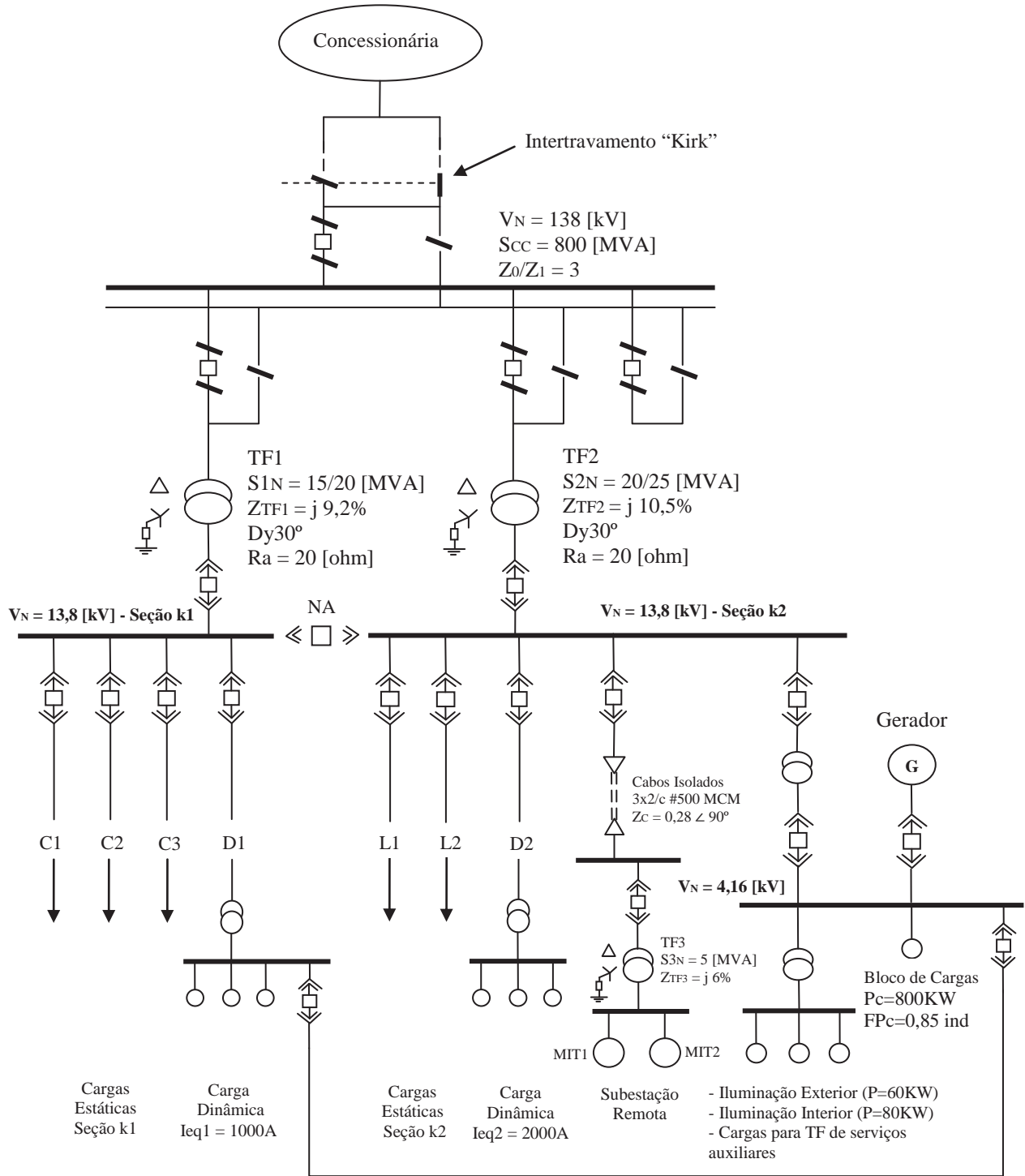


Figura 48 – Subestação Elétrica Industrial (Fonte: autor)

4.2 Descrição do Programa

Para simular algumas faltas presentes nas subestações, foi desenvolvido um programa utilizando a linguagem Java. Esta linguagem é baseada no paradigma da Orientação a Objetos (encapsulamento em um bloco de software dos dados e métodos de manipulação desses dados). Java é uma linguagem simples e de fácil aprendizado, pois possui um número reduzido de construções sendo, portanto menos suscetível a erros de programação. Além disso, apresenta um conjunto de bibliotecas que fornecem grande parte da funcionalidade básica da linguagem, incluindo rotinas de acesso à rede e criação de interface gráfica.

Desta forma, o programa foi desenvolvido baseado nas sequências de manobras dos disjuntores, detectados pelos relés digitais, a fim de se obter o monitoramento da subestação em caso de alguma falha no sistema.

A tela do programa é ilustrada pela Figura 49.

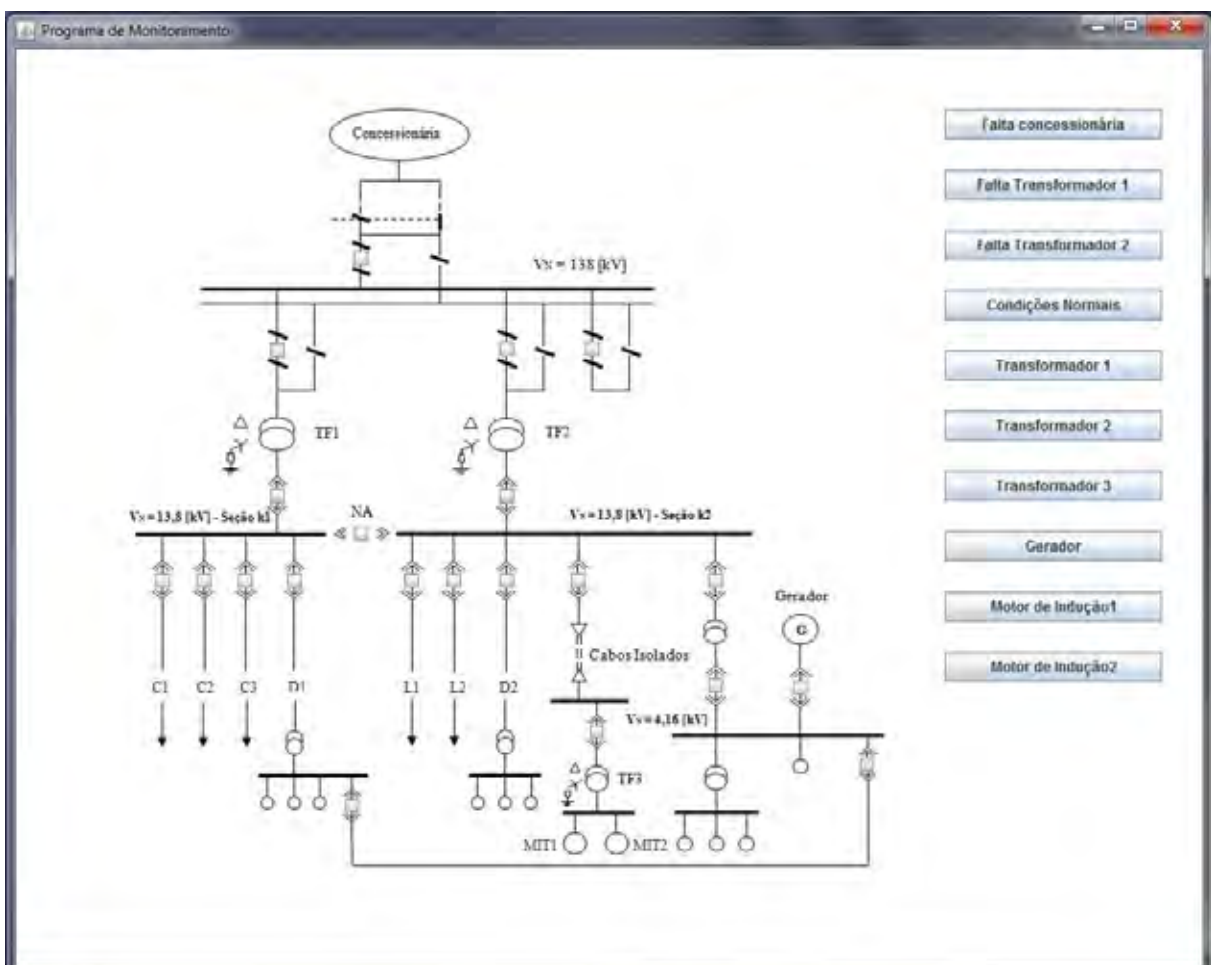


Figura 49 – Tela principal do programa (Fonte: autor)

Nesta tela serão visualizadas as manobras dos disjuntores que atuam na subestação e onde será feita a interface com o usuário, onde este poderá simular três tipos de faltas: falta da concessionária, falta do transformador 1 e falta do transformador 2.

Existe o botão “Condições Normais” que mostra a situação em que a subestação está operando normalmente. A Figura 50 ilustra este tipo de situação.

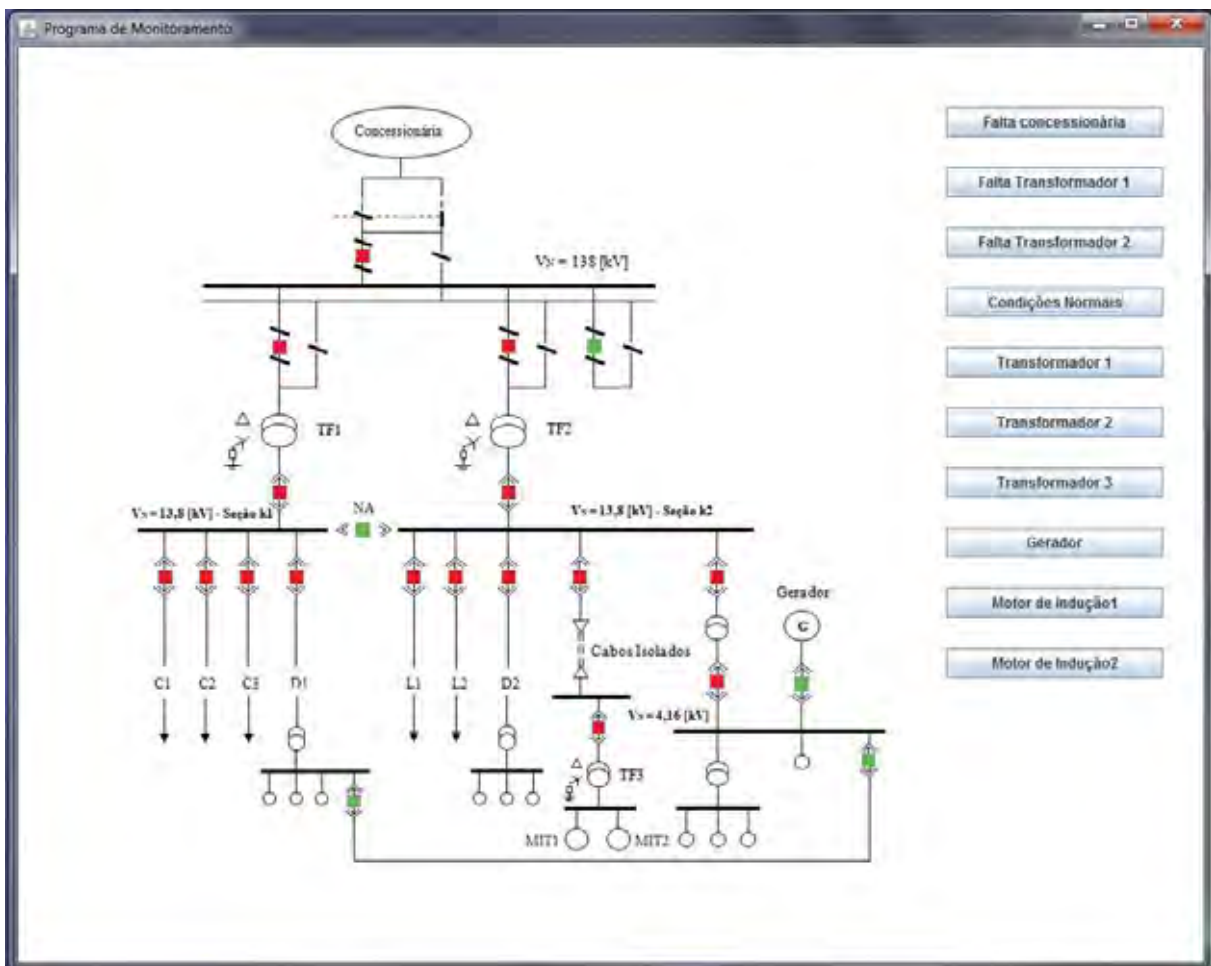


Figura 50 – Subestação operando em condições normais (Fonte: autor)

Para simbolizar o estado de cada disjuntor foram utilizadas duas cores diferentes. Os disjuntores sinalizados pela cor vermelha indicam que os mesmos estão fechados e quando estão sinalizados pela cor verde indicam que estão abertos. Assim, é através desta sinalização que o usuário monitora o estado da subestação.

Na condição normal de operação da SE, todas as cargas estão sendo alimentadas pela concessionária, o disjuntor de acoplamento das seções k1 e k2 está aberto e o gerador está fora de operação, indicado pelo disjuntor aberto.

4.2.1 Manobra dos Disjuntores da SE

4.2.1.1 Falta da Concessionária

Quando ocorrer a falta da concessionária, os disjuntores deverão atuar de modo a proteger todos os equipamentos da SE. Assim, o relé que atua no barramento de AT irá perceber uma queda de tensão fazendo com que todos os disjuntores abram. Porém, como há um conjunto de cargas prioritárias e um conjunto de cargas da seção k1 que devem ser alimentadas continuamente, tem-se a entrada do gerador que irá manter estas cargas ligadas por um determinado período de tempo até que haja o restabelecimento da energia elétrica por meio da concessionária. A Figura 51 ilustra o estado de cada disjuntor quando ocorrer a entrada do gerador de emergência.

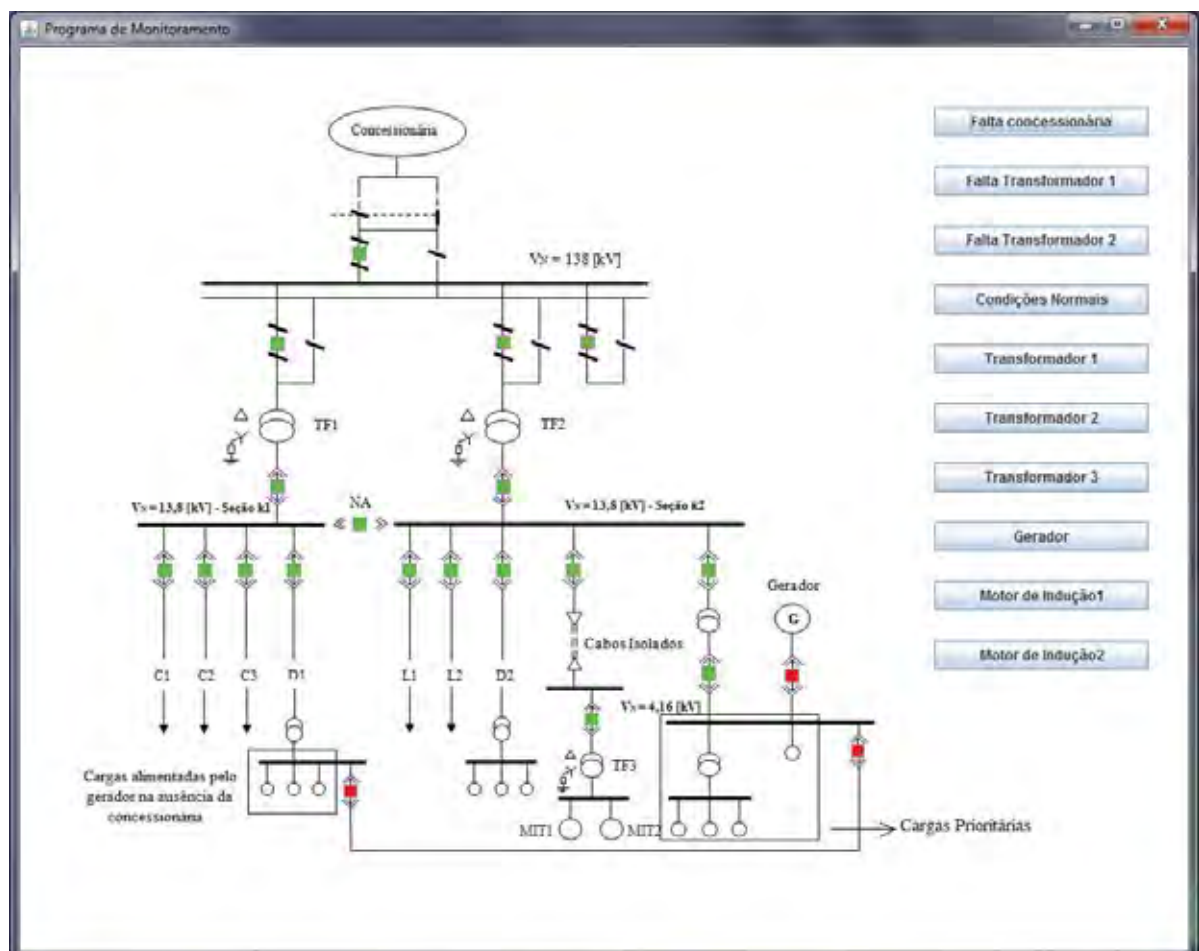


Figura 51 – Falta da Concessionária na SE (Fonte: autor)

Se todas as manobras forem executadas corretamente, uma mensagem ilustrada pela Figura 52 aparecerá indicando que a operação foi finalizada.

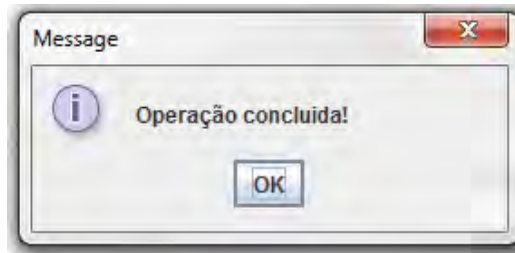


Figura 52 – Mensagem de finalização do processo de entrada do Gerador de Emergência (Fonte: autor)

4.2.1.2 Falta do Transformador 1

A falta do transformador 1 será percebida através do relé MICOM P632 descrito no item 3.5. Assim, os disjuntores que protegem este dispositivo irão abrir e o disjuntor de acoplamento irá fechar, fazendo com que todas as cargas conectadas ao barramento de MT sejam alimentadas pelo transformador 2. Daí a necessidade de especificar os disjuntores e chaves seccionadoras de MT considerando o disjuntor de acoplamento fechado, já que indica a pior situação. A Figura 53 ilustra o estado dos disjuntores para a falta do Transformador 1.

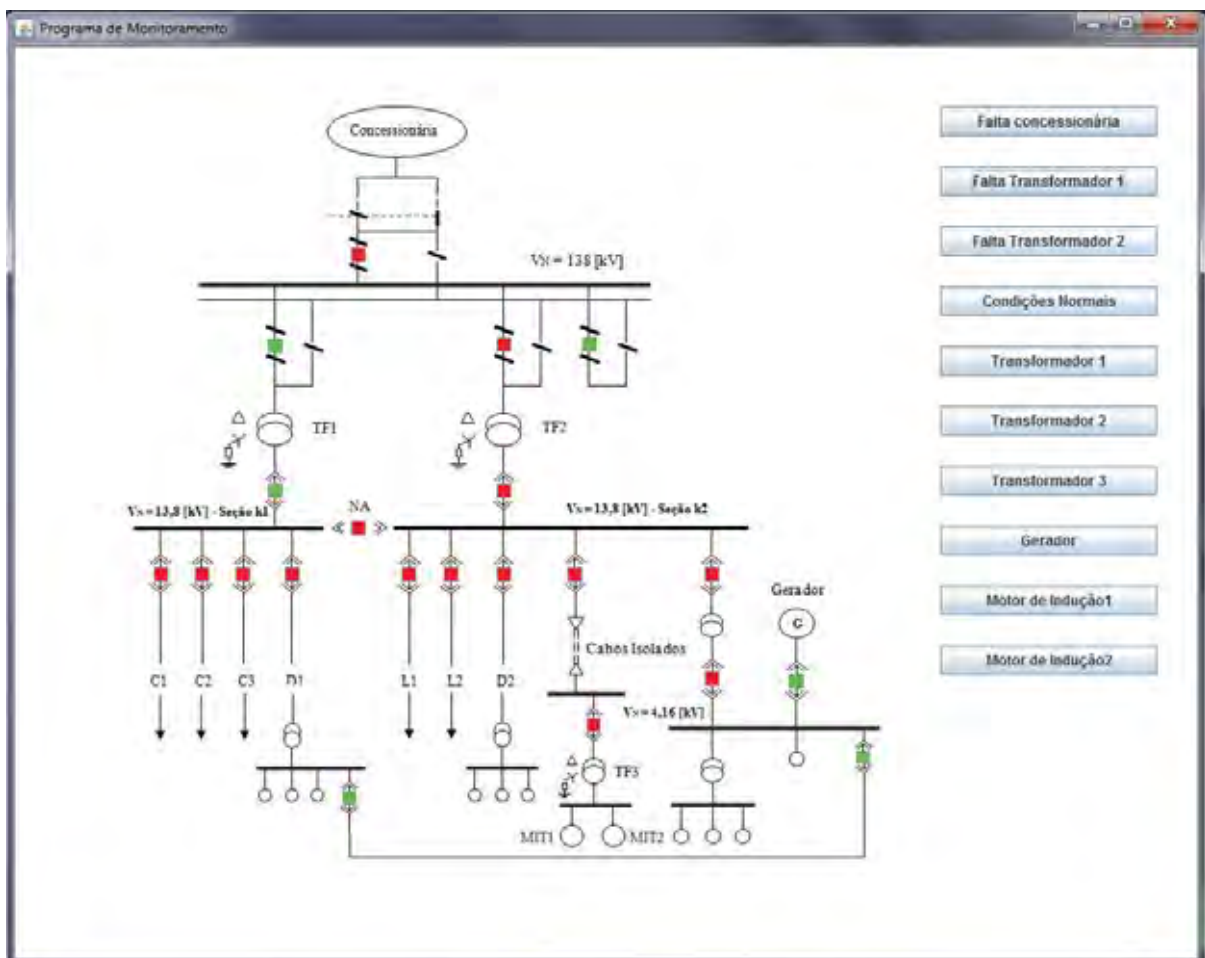


Figura 53 – Falta do Transformador 1 na SE (Fonte: autor)

4.2.1.3 Falta do Transformador 2

Analogamente ao item anterior, quando houver a falta do transformador 2, os disjuntores que protegem este equipamento irão abrir e todas as cargas serão alimentadas pelo transformador 1. A Figura 54 ilustra tal situação.

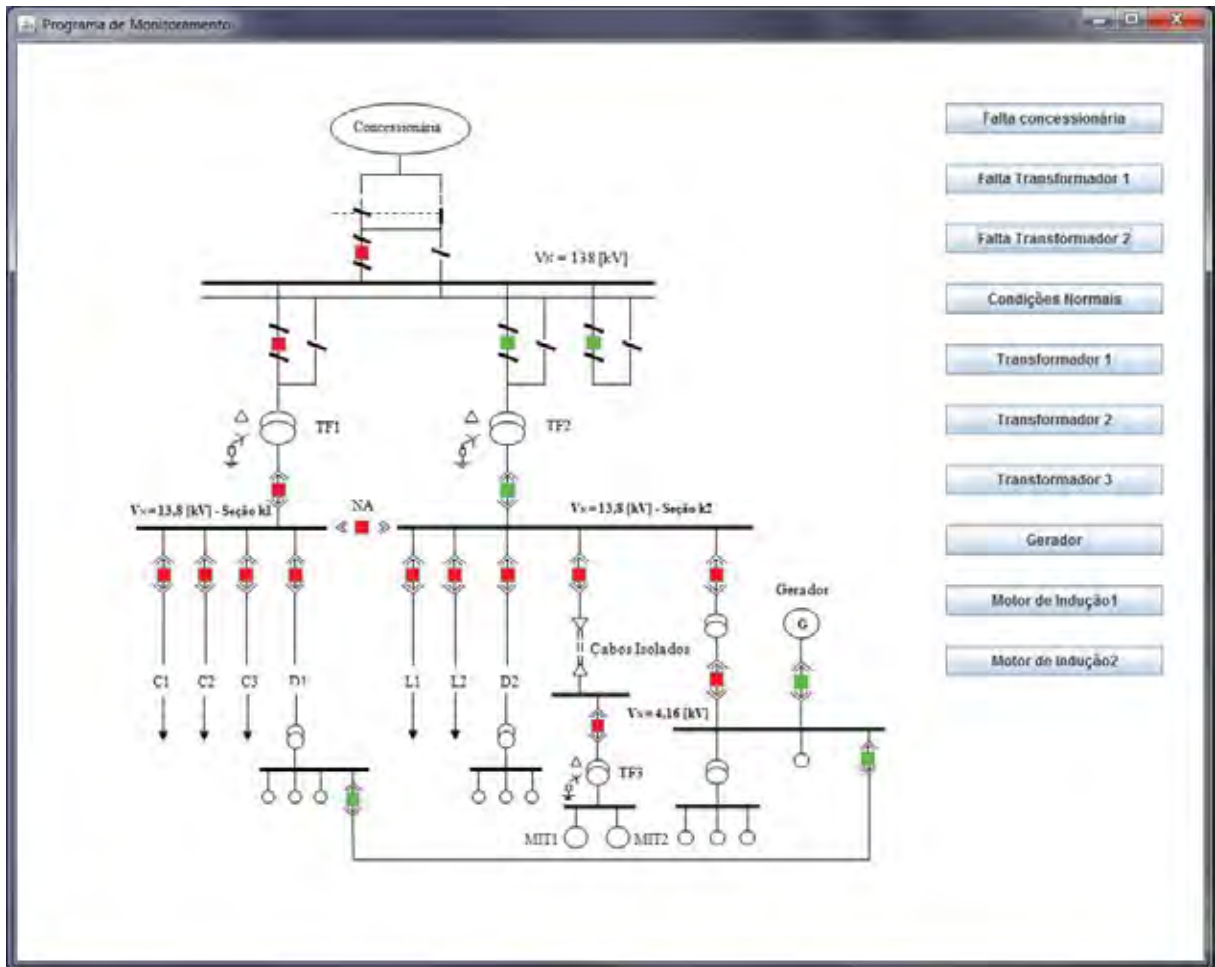


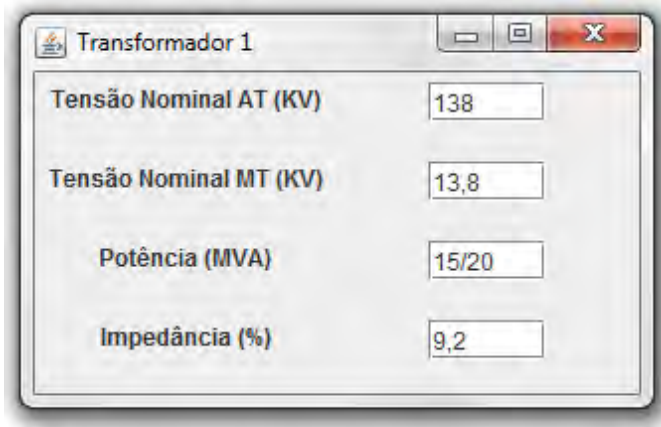
Figura 54 – Falta do Transformador 2 na SE (Fonte: autor)

4.2.2 Características dos Equipamentos da SE

Na tela do programa, disponibilizam-se botões que mostram as principais características de cada equipamento presente na SE sendo que estes valores são os parâmetros utilizados pelos relés de proteção citados no capítulo 3.

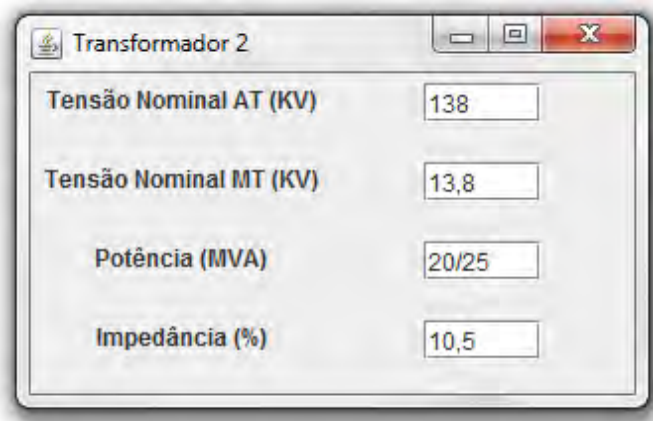
4.2.2.1 Características dos Transformadores

No programa, são apresentadas as principais características dos transformadores TF1, TF2 e TF3 como podem ser observadas pelas Figuras 55, 56 e 57, respectivamente.



Parâmetro	Valor
Tensão Nominal AT (KV)	138
Tensão Nominal MT (KV)	13,8
Potência (MVA)	15/20
Impedância (%)	9,2

Figura 55 – Tela de características do Transformador 1 (Fonte: autor)



Parâmetro	Valor
Tensão Nominal AT (KV)	138
Tensão Nominal MT (KV)	13,8
Potência (MVA)	20/25
Impedância (%)	10,5

Figura 56 – Tela de características do Transformador 2 (Fonte: autor)

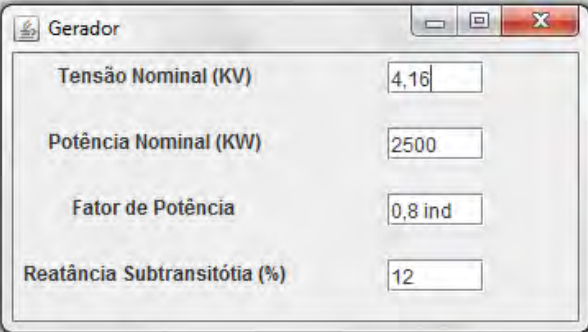


Parâmetro	Valor
Tensão Nominal Lado de AT (KV)	13,8
Tensão Nominal Lado de BT (KV)	4,16
Potência (MVA)	5
Impedância (%)	6

Figura 57 – Tela de características do Transformador 3 (Fonte: autor)

4.2.2.2 Características do Gerador

Analogamente ao caso do transformador, o programa disponibiliza uma tela que mostra as principais características do gerador, como ilustra a Figura 58.



Parâmetro	Valor
Tensão Nominal (KV)	4,16
Potência Nominal (KW)	2500
Fator de Potência	0,8 ind
Reatância Subtransitória (%)	12

Figura 58 – Tela de características do Gerador (Fonte: autor)

4.2.2.3 Características dos Motores de Indução

As características dos motores podem ser observadas na tela do programa ao clicar no botão à direita “motor de indução1” e “motor de indução”. Estas telas podem ser observadas nas Figuras 59a e 59b.



Parâmetro	Valor
Tensão Nominal (KV)	4,16
Potência Mec (HP)	2000
IP/IN	4

Figura 59a – Tela de características do Motor de Indução1 (Fonte: autor)



Parâmetro	Valor
Tensão Nominal (KV)	4,16
Potência Mec (HP)	2000
IP/IN	4

Figura 59b – Tela de características do Motor de Indução2 (Fonte: autor)

5 CONCLUSÕES

Os relés microprocessados estão cada vez mais sendo inserido nos ramos das indústrias e nas subestações, isto por que os sistemas digitais e de automação vem sendo desenvolvidos para atender aos mais altos índices de confiabilidade, a fim de não comprometer o processo industrial devido a falhas no sistema elétrico. Desta forma, torna-se imprescindível uma rede de comunicação independente para assegurar uma maior continuidade do processo industrial de um sistema elétrico, sendo que todo este processo é favorecido pelos seguintes fatores: comunicação de alta velocidade em rede Ethernet; interoperabilidade de equipamentos de diferentes fabricantes; significativa redução nos cabeamentos a serem utilizados, assim como componentes internos aos painéis, reduzindo a probabilidade de falhas; alta confiabilidade e disponibilidade do sistema, através de projeto mais simples e arquitetura mais eficiente; utilização de uma solução na qual a obsolescência não seria um problema no futuro próximo; fácil expansibilidade; facilidade de realização de lógicas em nível de subestações (SE's), com troca de informações GOOSE (IEC61850).

Os IED's passam a assumir as funções de automatismo dentro dos sistemas elétricos industriais devido a elevada capacidade de desenvolvimento de lógicas internas, com rapidez e alta confiabilidade. Assim, diversos fatores como a multifuncionalidade, a não necessidade de aferição periódica, o custo reduzido em comparação aos relés eletromecânicos (dedicados a apenas uma função), a capacidade de serem integrados em rede, entre outros fatores, justificam a implementação deste tipo de equipamento em relação aos equipamentos eletromecânicos e estáticos utilizados anteriormente. Desta forma, reduzem-se os tempos gastos com manutenções de equipamento sem periodicidades equivocados, diminuem-se os tempos de restabelecimento dos sistemas após as falhas ocorridas; aumenta-se a vida útil dos equipamentos de potência, já que as faltas são eliminadas mais rapidamente; elimina-se a necessidade de aferição periódica dos relés microprocessados, já que não possuem interferências em sua atuação por falta de pressão de molas, ausência de lubrificações, poeiras acumuladas, etc.; e as informações obtidas do sistema elétrico pelos relés microprocessados podem ser distribuídas para diversos centros de controle ao mesmo tempo.

As facilidades de comunicação permitiram criar aplicações em que informações possam ser acessadas de qualquer parte do globo, tornando-se imprescindíveis os sistemas de supervisão, proteção e controle, surgindo assim os sistemas SCADAS, responsáveis pela obtenção e tratamento de uma base de dados confiável para possibilitar a operação remota do sistema elétrico de forma confiável, ágil e segura.

Desta forma, partindo de uma configuração de um sistema elétrico industrial de 138 [kV], pode-se dimensionar todos os equipamentos presentes através de cálculos de curtos-circuitos. Além disso, como dificilmente em uma subestação todos os dispositivos são do mesmo fabricante, verifica-se a necessidade de implementação do protocolo IEC 61850 fazendo a interface entre todos estes equipamentos. E para realizar a proteção dos elementos presentes na subestação utilizaram-se relés microprocessados a fim de obter uma maior confiabilidade e segurança como explicitado anteriormente, justificando a escolha dos mesmos.

Através do programa desenvolvido, pode-se observar o quão complexo é o número de manobras presentes em uma subestação e o quão rápido devem ser feitas estas manobras, ressaltando-se a importância de se utilizar um sistema confiável que assegure a continuidade do sistema elétrico bem como a proteção de todos os equipamentos.

Portanto, percebe-se que a confiabilidade em tais sistemas é muito importante devido aos altos impactos em custos operacionais e a insatisfação dos centros consumidores quando da falha do sistema elétrico. As motivações principais de quantificar as questões de confiabilidade incluem a condução de melhor tomada de decisões sobre como melhorar o sistema de proteção, como melhorar a forma de gerir a confiança versus segurança e como obter os melhores resultados com o mínimo de dinheiro. Desta forma, um sistema totalmente confiável é aquele que sempre atua quando solicitado, porém, este sistema pode ocasionalmente operar quando não deve. Já um sistema que nunca opera indevidamente é totalmente seguro, mas pode ocasionalmente não operar quando deveria. Assim sendo, confiança e segurança são itens base na questão de confiabilidade.

Por isto, quando o assunto é automação, temos de levar em consideração diversos aspectos, como comunicação, equipamentos, medição de grandezas, interfaces homem-máquina, custo-benefício, confiabilidade, segurança, velocidade, etc para que o sistema opere de maneira correta e de modo esperado.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7118**: Disjuntores de Alta Tensão. Rio de Janeiro, 1994.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856**: Transformador de Corrente. Rio de Janeiro, 1993.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356**: Transformador de Potência. Rio de Janeiro, 1993.

ROSSI, R. **Subestações Elétricas de AT/MT – Manutenção Elétrica**. Curitiba: CAMSE, 2010.

SAIKI, D.V. **Monitoramento Digital de Subestação de AT**. 2002. 115 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2002.

Jardini, J.A. **Automação de Usinas e Subestações Elétricas**. São Paulo:USP, 1996

D'AJUZ A.; RESENDE F. M., **Equipamentos Elétricos, especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Rio de Janeiro, editado por FURNAS, 1985

SANTOS, L.F. dos; PEREIRA M. **Uma Abordagem Prática do IEC61850 para Automação, Proteção e Controle de Subestações**. São Paulo/SP.

REVISTA O SETOR ELÉTRICO. São Paulo: Atitude.Editorial, 2006

SIEMENS Global Website. **Energy**. Disponível em <<http://www.siemens.com>>. Acesso em: 20 de jul. de 2010.

ABB – Automation and Power Technologies. **Motors e Generators**. Disponível em <<http://www.abb.com>>. Acesso em: 10 de out. de 2010.

SCHNEIDER ELECTRIC Brasil. **Relés & Contatores de Proteção**. Disponível em <<http://www.schneider-electric.com.br>>. Acesso em: 10 de ago. de 2010.

AREVA T&D. **Protection Relays**. Disponível em <<http://www.aveva-t.com/protectionrelays>>. Acesso em: 19 de set. de 2010.

SEL. Schweitzer Engineering Laboratories. Disponível em <<http://www.selinc.com.br>>. Acesso em: 01 de dez. de 2010.

SPRECHER. Sprecher + Schuh. Disponível em <<http://www.sprecherschuh.com>>. Acesso em: 02 de dez. de 2010

APÊNDICE A – LISTAGEM COMPLETA DO PROGRAMA

- Tela Principal

```

import java.awt.BorderLayout;
import java.awt.Color;
import java.awt.Dimension;
import java.awt.Image;
import java.awt.Toolkit;
import java.awt.event.ActionEvent;
import java.awt.event.ActionListener;
import java.util.ArrayList;
import java.util.Calendar;
import java.util.GregorianCalendar;

import javax.management.timer.Timer;
import javax.sound.sampled.ReverbType;
import javax.swing.ImageIcon;
import javax.swing.JButton;
import javax.swing.JFrame;
import javax.swing.JLabel;
import javax.swing.JOptionPane;
import javax.swing.JPanel;
import javax.swing.UIManager;

public class TelaPrincipal extends JFrame
{
    private JButton jb1,
jb2, jb3, jb4, jb5, jb6, jb7, jb8, jb9, jb10, jb11, jb12, jb13, jb14, jb15, jb16, jb17, jb18, jb
19, jb20, jb21;
    private ImageIcon foto;
    private JLabel jllimagem;
    private JButton jbconcessionario, jbtf1, jbtf2, jbvolta,
jbtrafo1, jbtrafo2, jbtrafo3, jbgerador, jbmotor1, jbmotor2;
    private JPanel p1, p2;
    private int contador, contadort1, contadort2;

    public TelaPrincipal ()
    {
        setTitle("Programa de Monitoramento");
        setSize(1000, 800);
        Dimension screenSize = Toolkit.getDefaultToolkit().getScreenSize();
        Dimension frameSize = this.getSize();
        setLocation((screenSize.width - frameSize.width) / 2,
(screenSize.height - frameSize.height) / 2);
        setDefaultCloseOperation(JFrame.EXIT_ON_CLOSE);
        createContents();
        setVisible(true);
    }
    public void createContents()
    {
        foto = new ImageIcon("imagens/Diagrama2.jpg");
        jllimagem = new JLabel(foto);
        jllimagem.setSize(foto.getIconHeight(), foto.getIconWidth());
    }
}

```

```
j b1=new JButton ();
j b1. setSi ze(12, 12);
j b1. setLocati on(230, 168);

j b2=new JButton ();
j b2. setSi ze(12, 12);
j b2. setLocati on(161, 244);

j b3=new JButton ();
j b3. setSi ze(12, 12);
j b3. setLocati on(351, 243 );

j b4=new JButton ();
j b4. setSi ze(12, 12);
j b4. setLocati on(422, 243 );

j b5=new JButton ();
j b5. setSi ze(12, 12);
j b5. setLocati on(161, 365 );

j b6=new JButton ();
j b6. setSi ze(12, 12);
j b6. setLocati on(351, 365 );

j b7=new JButton ();
j b7. setSi ze(12, 12);
j b7. setLocati on(230, 396 );

j b8=new JButton ();
j b8. setSi ze(12, 12);
j b8. setLocati on(66, 435 );

j b9=new JButton ();
j b9. setSi ze(12, 12);
j b9. setLocati on(100, 435 );

j b10=new JButton ();
j b10. setSi ze(12, 12);
j b10. setLocati on(134, 435 );

j b11=new JButton ();
j b11. setSi ze(12, 12);
j b11. setLocati on(175, 435 );

j b12=new JButton ();
j b12. setSi ze(12, 12);
j b12. setLocati on(272, 435 );

j b13=new JButton ();
j b13. setSi ze(12, 12);
j b13. setLocati on(307, 435 );

j b14=new JButton ();
j b14. setSi ze(12, 12);
j b14. setLocati on(351, 435 );

j b15=new JButton ();
j b15. setSi ze(12, 12);
```



```
j b15. setLocation(410, 435 );

j b16=new JButton ();
j b16.setSize(12, 12);
j b16.setLocation(524, 435 );

j b17=new JButton ();
j b17.setSize(11, 11);
j b17.setLocation(426, 561 );

j b18=new JButton ();
j b18.setSize(12, 12);
j b18.setLocation(524, 522 );

j b19=new JButton ();
j b19.setSize(12, 12);
j b19.setLocation(594, 524 );

j b20=new JButton ();
j b20.setSize(11, 11);
j b20.setLocation(223, 622 );

j b21=new JButton ();
j b21.setSize(11, 11);
j b21.setLocation(650, 588 );

j bconcessi onari a=new JButton ("Fal ta concessi onári a");
j bconcessi onari a.setSize(180, 25);
j bconcessi onari a.setLocation(770, 50 );
j bconcessi onari a.addActionLi stener(new FConsseci onari a());

j btf1=new JButton ("Fal ta Transformador 1");
j btf1.setSize(180, 25);
j btf1.setLocation(770, 100 );
j btf1.addActionLi stener(new FTrafo1());

j btf2=new JButton ("Fal ta Transformador 2");
j btf2.setSize(180, 25);
j btf2.setLocation(770, 150 );
j btf2.addActionLi stener(new FTrafo2());

j bvol ta = new JButton("Condi ções Normai s");
j bvol ta.setSize(180, 25);
j bvol ta.setLocation(770, 200);
j bvol ta.addActionLi stener(new Condi caoI ni ci al ());

j btrafo1 = new JButton("Transformador 1");
j btrafo1.setSize(180, 25);
j btrafo1.setLocation(770, 250);
j btrafo1.addActionLi stener(new Trafo1());

j btrafo2 = new JButton("Transformador 2");
j btrafo2.setSize(180, 25);
j btrafo2.setLocation(770, 300);
j btrafo2.addActionLi stener(new Trafo2());
```

```

j btrafo3 = new JButton("Transformador 3");
j btrafo3.setSize(180, 25);
j btrafo3.setLocation(770, 350);
j btrafo3.addActionListener(new Trafo3());

j bgerador = new JButton("Gerador");
j bgerador.setSize(180, 25);
j bgerador.setLocation(770, 400);
j bgerador.addActionListener(new Gerador());

j bmotor1 = new JButton("Motor de Indução1");
j bmotor1.setSize(180, 25);
j bmotor1.setLocation(770, 450);
j bmotor1.addActionListener(new Motor());

j bmotor2 = new JButton("Motor de Indução2");
j bmotor2.setSize(180, 25);
j bmotor2.setLocation(770, 500);
j bmotor2.addActionListener(new Motor2());

p1 = new JPanel ();
p1.setLayout (null);
p1.setBackground(Color. WHITE);

p2 = new JPanel ();
p2.setLayout (null);
p2.setBackground(Color. WHITE);
p2.setLocation(50, 0);
p2.setSize(j l l magem.getSize());
j l l magem.setHorizontalAlignment(0);

p2.add(j b1);
p2.add(j b2);
p2.add(j b3);
p2.add(j b4);
p2.add(j b5);
p2.add(j b6);
p2.add(j b7);
p2.add(j b8);
p2.add(j b9);
p2.add(j b10);
p2.add(j b11);
p2.add(j b12);
p2.add(j b13);
p2.add(j b14);
p2.add(j b15);
p2.add(j b16);
p2.add(j b17);
p2.add(j b18);
p2.add(j b19);
p2.add(j b20);
p2.add(j b21);

p2.add(j l l magem);

p1.add(p2);
p1.add(j bconcessori a);

```

```

        p1.add(jbtf1);
        p1.add(jbtf2);
        p1.add(jbvolta);
        p1.add(jbtrafo1);
        p1.add(jbtrafo2);
        p1.add(jbtrafo3);
        p1.add(jbgerador);
        p1.add(jbmotor1);
        p1.add(jbmotor2);
        p1.setOpaque(true);
        add(p1);
    }

private class FConssecionaria implements ActionListener
{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {
        switch(contador)
        {
            case 1 : passo1(); break;
            case 2 : passo2(); break;
            case 3 : passo3(); break;
            case 4 : passo4(); break;
            case 5 : JOptionPane.showMessageDialog(null, "Operação
concluída!"); break;
        }
    }
}

private class FTrafo1 implements ActionListener
{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {
        switch(contadort1)
        {
            case 1 :
                condi cao l n i c i a l ();
                jb2.setBackground(Color.GREEN);
                jb5.setBackground(Color.GREEN);
                contadort1=2;
                break;

            case 2 :
                jb7.setBackground(Color.RED);
                contadort1=3;
                break;

            case 3 : JOptionPane.showMessageDialog(null, "Operação
concluída!"); break;
        }
    }
}

private class FTrafo2 implements ActionListener

```

```

{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {
        switch(contadort2)
        {
            case 1 :
                condi caol ni ci al ();
                j b3. setBackground(Col or. GREEN);
                j b6. setBackground(Col or. GREEN);
                contadort2=2;
                break;

            case 2 :
                j b7. setBackground(Col or. RED);
                contadort2=3;
                break;

            case 3 : JOpti onPane. showMessageDi al og(nul l , "Operação
concl ui da!"); break;
        }
    }
}

private class Condi caol ni ci al implements Acti onLi stener
{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {
        condi caol ni ci al ();
    }
}

private class Trafo1 implements Acti onLi stener
{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {
        new Tel aTrafo1();
    }
}

private class Trafo2 implements Acti onLi stener
{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {
        new Tel aTrafo2();
    }
}

private class Trafo3 implements Acti onLi stener
{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {

```

```

        new TelaTrafo3();
    }
}

private class Gerador implements ActionListener
{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {
        new TelaGerador();
    }
}

private class Motor implements ActionListener
{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {
        new TelaMotor();
    }
}

private class Motor2 implements ActionListener
{
    @Override
    public void actionPerformed(ActionEvent arg0)
    {
        new TelaMotor2();
    }
}

public void espera (int n)
{
    int i;
    for(i=0; i < 1000000000*n; i++)
    {
    }
}

public void condicoinal ()
{
    jb4.setBackground(Color.GREEN);
    jb7.setBackground(Color.GREEN);
    jb19.setBackground(Color.GREEN);
    jb20.setBackground(Color.GREEN);
    jb21.setBackground(Color.GREEN);

    jb1.setBackground(Color.RED);
    jb2.setBackground(Color.RED);
    jb3.setBackground(Color.RED);
    jb5.setBackground(Color.RED);
    jb6.setBackground(Color.RED);
    jb8.setBackground(Color.RED);
    jb9.setBackground(Color.RED);
}

```

```
        j b10.setBackground(Col or. RED);
        j b11.setBackground(Col or. RED);
        j b12.setBackground(Col or. RED);
        j b13.setBackground(Col or. RED);
        j b14.setBackground(Col or. RED);
        j b15.setBackground(Col or. RED);
        j b16.setBackground(Col or. RED);
        j b17.setBackground(Col or. RED);
        j b18.setBackground(Col or. RED);

        contador=1;
        contadort1=1;
        contadort2=1;
    }
    public void passo1()
    {
        j b1.setBackground(Col or. GREEN);
        contador =2;
    }

    public void passo2()
    {
        j b2.setBackground(Col or. GREEN);
        j b3.setBackground(Col or. GREEN);
        j b4.setBackground(Col or. GREEN);
        j b5.setBackground(Col or. GREEN);
        j b6.setBackground(Col or. GREEN);

        contador =3;
    }

    public void passo3()
    {
        j b7.setBackground(Col or. GREEN);
        j b8.setBackground(Col or. GREEN);
        j b9.setBackground(Col or. GREEN);
        j b10.setBackground(Col or. GREEN);
        j b11.setBackground(Col or. GREEN);
        j b12.setBackground(Col or. GREEN);
        j b13.setBackground(Col or. GREEN);
        j b14.setBackground(Col or. GREEN);
        j b15.setBackground(Col or. GREEN);
        j b16.setBackground(Col or. GREEN);
        j b17.setBackground(Col or. GREEN);
        j b18.setBackground(Col or. GREEN);
        contador =4;
    }

    public void passo4()
    {
        j b19.setBackground(Col or. RED);
        j b20.setBackground(Col or. RED);
        j b21.setBackground(Col or. RED);
        contador = 5;
    }
}
```

```

        public static void main(String[] args) {
            new TelaPrincipal ();
        }
    }
}

```

- Tela Transformador 1

```

import java.awt.BorderLayout;
import java.awt.Dimension;
import java.awt.GridLayout;
import java.awt.Toolkit;

import javax.swing.JFrame;
import javax.swing.JLabel;
import javax.swing.JPanel;
import javax.swing.JTextField;

public class TelaTrafo1 extends JFrame
{
    public TelaTrafo1()
    {
        setTitle("Transformador 1");
        setSize(320,200);
        Dimension screenSize = Toolkit.getDefaultToolkit().getScreenSize();
        Dimension frameSize = this.getSize();
        setLocation((screenSize.width - frameSize.width) / 2,
(screenSize.height - frameSize.height) / 2);
        createContents();
        setVisible(true);
    }

    private void createContents()
    {
        JPanel p1 = new JPanel ();
        p1.setLayout(new BorderLayout());

        JPanel p2 = new JPanel ();
        p2.setLayout(new GridLayout(4, 2));

        JPanel p3 = new JPanel ();
        p3.add(new JLabel ("Tensão Nominal AT (KV)"));
        JPanel p4 = new JPanel ();
        p4.add(new JLabel ("Tensão Nominal MT (KV)"));
        JPanel p5 = new JPanel ();
        p5.add(new JLabel ("Potência (MVA)"));
        JPanel p6 = new JPanel ();
        p6.add(new JLabel ("Impedância (%)"));
        JPanel p7 = new JPanel ();
        JTextField t1 =new JTextField("138");
        t1.setColumns(5);
        p7.add(t1);
        JPanel p8 = new JPanel ();
        JTextField t2 =new JTextField("13,8");
        t2.setColumns(5);
    }
}

```

```

        p8.add(t2);
        JPanel p9 = new JPanel ();
        JTextField t3 =new JTextField("15/20");
        t3.setColumns(5);
        p9.add(t3);
        JPanel p10 = new JPanel ();
        JTextField t4 =new JTextField("9, 2");
        t4.setColumns(5);
        p10.add(t4);

        p2.add(p3);
        p2.add(p7);
        p2.add(p4);
        p2.add(p8);
        p2.add(p5);
        p2.add(p9);
        p2.add(p6);
        p2.add(p10);

        p1.add(p2, BorderLayout.CENTER);
        add(p1);
    }

    public static void main(String[] args) {
        new TelaTrafo1();
    }
}

```

- Tela Transformador 2

```

import java.awt. BorderLayout;
import java.awt. Dimension;
import java.awt. GridLayout;
import java.awt. Toolkit;

import javax.swing. JFrame;
import javax.swing. JLabel;
import javax.swing. JPanel;
import javax.swing. JTextField;

@SuppressWarnings("serial ")
public class TelaTrafo2 extends JFrame
{
    public TelaTrafo2()
    {
        setTitle("Transformador 2");
        setSize(320, 200);
        Dimension screenSize = Toolkit.getDefaultToolkit().getScreenSize();
        Dimension frameSize = this.getSize();
        setLocation((screenSize.width - frameSize.width) / 2,
(screenSize.height - frameSize.height) / 2);
        createContents();
        setVisible(true);
    }

    private void createContents()
    {
        JPanel p1 = new JPanel ();

```



```

p1.setLayout(new BorderLayout());

JPanel p2 = new JPanel ();
p2.setLayout(new GridLayout(4, 2));

JPanel p3 = new JPanel ();
p3.add(new JLabel ("Tensão Nominal AT (KV)"));
JPanel p4 = new JPanel ();
p4.add(new JLabel ("Tensão Nominal MT (KV)"));
JPanel p5 = new JPanel ();
p5.add(new JLabel ("Potência (MVA)"));
JPanel p6 = new JPanel ();
p6.add(new JLabel ("Impedância (%)"));
JPanel p7 = new JPanel ();
JTextField t1 =new JTextField("138");
t1.setColumns(5);
p7.add(t1);
JPanel p8 = new JPanel ();
JTextField t2 =new JTextField("13,8");
t2.setColumns(5);
p8.add(t2);
JPanel p9 = new JPanel ();
JTextField t3 =new JTextField("20/25");
t3.setColumns(5);
p9.add(t3);
JPanel p10 = new JPanel ();
JTextField t4 =new JTextField("10,5");
t4.setColumns(5);
p10.add(t4);

p2.add(p3);
p2.add(p7);
p2.add(p4);
p2.add(p8);
p2.add(p5);
p2.add(p9);
p2.add(p6);
p2.add(p10);

p1.add(p2, BorderLayout.CENTER);
add(p1);
}

public static void main(String[] args)
{
    new TelaTrafo2();
}
}

```

- Tela Transformador 3

```

import java.awt.BorderLayout;
import java.awt.Dimension;
import java.awt.GridLayout;

```

```

import java.awt.Toolkit;

import javax.swing.JFrame;
import javax.swing.JLabel;
import javax.swing.JPanel;
import javax.swing.JTextField;

public class TelaTrafo3 extends JFrame
{
    public TelaTrafo3()
    {
        setTitle("Transformador 3");
        setSize(420, 200);
        Dimension screenSize = Toolkit.getDefaultToolkit().getScreenSize();
        Dimension frameSize = this.getSize();
        setLocation((screenSize.width - frameSize.width) / 2,
(screenSize.height - frameSize.height) / 2);
        createContents();
        setVisible(true);
    }

    private void createContents()
    {
        JPanel p1 = new JPanel();
        p1.setLayout(new BorderLayout());

        JPanel p2 = new JPanel();
        p2.setLayout(new GridLayout(4, 2));

        JPanel p3 = new JPanel();
        p3.add(new JLabel("Tensão Nominal Lado de Alta (KV)"));
        JPanel p4 = new JPanel();
        p4.add(new JLabel("Tensão Nominal Lado de Baixa (KV)"));
        JPanel p5 = new JPanel();
        p5.add(new JLabel("Potência (MVA)"));
        JPanel p6 = new JPanel();
        p6.add(new JLabel("Impedância (%)"));
        JPanel p7 = new JPanel();
        JTextField t1 =new JTextField("13,8");
        t1.setColumns(5);
        p7.add(t1);
        JPanel p8 = new JPanel();
        JTextField t2 =new JTextField("4,16");
        t2.setColumns(5);
        p8.add(t2);
        JPanel p9 = new JPanel();
        JTextField t3 =new JTextField("5");
        t3.setColumns(5);
        p9.add(t3);
        JPanel p10 = new JPanel();
        JTextField t4 =new JTextField("6");
        t4.setColumns(5);
        p10.add(t4);

        p2.add(p3);
    }
}

```

```

        p2.add(p7);
        p2.add(p4);
        p2.add(p8);
        p2.add(p5);
        p2.add(p9);
        p2.add(p6);
        p2.add(p10);

        p1.add(p2, BorderLayout.CENTER);
        add(p1);
    }

    public static void main(String[] args) {
        new TelaTrafo3();
    }
}

```

- Tela Motor de Indução1

```

import java.awt.BorderLayout;
import java.awt.Dimension;
import java.awt.GridLayout;
import java.awt.Toolkit;

import javax.swing.JFrame;
import javax.swing.JLabel;
import javax.swing.JPanel;
import javax.swing.JTextField;

public class TelaMotor extends JFrame
{
    public TelaMotor()
    {
        setTitle("MIT1");
        setSize(350, 200);
        Dimension screenSize = Toolkit.getDefaultToolkit().getScreenSize();
        Dimension frameSize = this.getSize();
        setLocation((screenSize.width - frameSize.width) / 2,
(screenSize.height - frameSize.height) / 2);
        createContents();
        setVisible(true);
    }

    private void createContents()
    {
        JPanel p1 = new JPanel();
        p1.setLayout(new BorderLayout());

        JPanel p2 = new JPanel();
        p2.setLayout(new GridLayout(4, 2));

        JPanel p3 = new JPanel();
        p3.add(new JLabel("Tensão Nominal (KV)"));
        JPanel p4 = new JPanel();
        p4.add(new JLabel("Potência Mec (HP)"));
    }
}

```

```

        JPanel p5 = new JPanel ();
        p5.add(new JLabel ("IP/IN"));
        JPanel p7 = new JPanel ();
        JTextField t1 =new JTextField("4, 16");
        t1.setColumns(5);
        p7.add(t1);
        JPanel p8 = new JPanel ();
        JTextField t2 =new JTextField("2000");
        t2.setColumns(5);
        p8.add(t2);
        JPanel p9 = new JPanel ();
        JTextField t3 =new JTextField("4");
        t3.setColumns(5);
        p9.add(t3);

        p2.add(p3);
        p2.add(p7);
        p2.add(p4);
        p2.add(p8);
        p2.add(p5);
        p2.add(p9);

        p1.add(p2, BorderLayout. CENTER);
        add(p1);
    }

    public static void main(String[] args) {
        new TelaMotor();
    }
}

```

- Tela Motor de Indução2

```

import java.awt. BorderLayout;
import java.awt. Dimension;
import java.awt. GridLayout;
import java.awt. Toolkit;

import javax.swing. JFrame;
import javax.swing. JLabel ;
import javax.swing. JPanel ;
import javax.swing. JTextField;

public class TelaMotor2 extends JFrame
{
    public TelaMotor2()
    {
        setTitle("MIT2");
        setSize(350, 200);
        Dimension screenSize = Toolkit. getDefaultToolkit().getScreenSize();
        Dimension frameSize = this.getSize();
        setLocation((screenSize.width - frameSize.width) / 2,
(screenSize.height - frameSize.height) / 2);
        createContents();
        setVisible(true);
    }
}

```

```

}

private void createContents()
{
    JPanel p1 = new JPanel ();
    p1.setLayout(new BorderLayout());

    JPanel p2 = new JPanel ();
    p2.setLayout(new GridLayout(4, 2));

    JPanel p3 = new JPanel ();
    p3.add(new JLabel ("Tensão Nominal (KV)"));
    JPanel p4 = new JPanel ();
    p4.add(new JLabel ("Potência Mec (HP)"));
    JPanel p5 = new JPanel ();
    p5.add(new JLabel ("IP/IN"));
    JPanel p7 = new JPanel ();
    JTextField t1 =new JTextField("4, 16");
    t1.setColumns(5);
    p7.add(t1);
    JPanel p8 = new JPanel ();
    JTextField t2 =new JTextField("2000");
    t2.setColumns(5);
    p8.add(t2);
    JPanel p9 = new JPanel ();
    JTextField t3 =new JTextField("4");
    t3.setColumns(5);
    p9.add(t3);

    p2.add(p3);
    p2.add(p7);
    p2.add(p4);
    p2.add(p8);
    p2.add(p5);
    p2.add(p9);

    p1.add(p2, BorderLayout.CENTER);
    add(p1);
}

public static void main(String[] args) {
    new TelaMotor2();
}
}

```

- Tela Gerador

```

import java.awt.BorderLayout;
import java.awt.Dimension;
import java.awt.GridLayout;
import java.awt.Toolkit;

```

```

import javax.swing.JFrame;
import javax.swing.JLabel;
import javax.swing.JPanel;
import javax.swing.JTextField;

public class TelaGerador extends JFrame
{
    public TelaGerador()
    {
        setTitle("Gerador");
        setSize(420, 200);
        Dimension screenSize = Toolkit.getDefaultToolkit().getScreenSize();
        Dimension frameSize = this.getSize();
        setLocation((screenSize.width - frameSize.width) / 2,
(screenSize.height - frameSize.height) / 2);
        createContents();
        setVisible(true);
    }

    private void createContents()
    {
        JPanel p1 = new JPanel();
        p1.setLayout(new BorderLayout());

        JPanel p2 = new JPanel();
        p2.setLayout(new GridLayout(4, 2));

        JPanel p3 = new JPanel();
        p3.add(new JLabel("Tensão Nominal (KV)"));
        JPanel p4 = new JPanel();
        p4.add(new JLabel("Potência Nominal (KW)"));
        JPanel p5 = new JPanel();
        p5.add(new JLabel("Fator de Potência"));
        JPanel p6 = new JPanel();
        p6.add(new JLabel("Reatância Subtransitória (%"));
        JPanel p7 = new JPanel();
        JTextField t1 =new JTextField("4, 16");
        t1.setColumns(5);
        p7.add(t1);
        JPanel p8 = new JPanel();
        JTextField t2 =new JTextField("2500");
        t2.setColumns(5);
        p8.add(t2);
        JPanel p9 = new JPanel();
        JTextField t3 =new JTextField("0, 8 ind");
        t3.setColumns(5);
        p9.add(t3);
        JPanel p10 = new JPanel();
        JTextField t4 =new JTextField("12");
        t4.setColumns(5);
        p10.add(t4);

        p2.add(p3);
        p2.add(p7);
        p2.add(p4);
    }
}

```

```
        p2.add(p8);
        p2.add(p5);
        p2.add(p9);
        p2.add(p6);
        p2.add(p10);

        p1.add(p2, BorderLayout.CENTER);
        add(p1);
    }

    public static void main(String[] args) {
        new TelaGerador();
    }
}
```