



Universidade Federal do Paraná
Departamento de Engenharia Mecânica
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Manutenção



CLEBERSON LOPES DO NASCIMENTO

MANUTENÇÃO PROATIVA EM SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS CONSUMIDORAS EM BAIXA TENSÃO

CURITIBA
PANDEMIA 2020

CLEBERSON LOPES DO NASCIMENTO

MANUTENÇÃO PROATIVA EM SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS CONSUMIDORAS EM BAIXA TENSÃO

Dissertação apresentada como resultado parcial à obtenção do grau de Especialista em Engenharia de Manutenção apresentado pelo curso de Pós Graduação em Engenharia de Manutenção do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Augusto Pescador Sardá.

CURITIBA
PANDEMIA 2020

RELATÓRIO DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO

Ao dia dois de março de 2021, via acesso remoto na plataforma de videoconferência Teams, a Banca Examinadora mencionada abaixo realizou as 20:00 h, os trabalhos de defesa de TCC, convidando o candidato Cleberson Lopes do Nascimento a expor a apresentação da dissertação de Pós Graduação em Engenharia de Manutenção intitulada: “Manutenção Proativa em Subestações Elétricas Consumidoras de Baixa Tensão”. Encerrada a apresentação, iniciou-se a fase de arguição pelos membros participantes. Tendo em vista a dissertação e a arguição, a banca decidiu pela aprovação do candidato.

Curitiba, 02 de Março de 2021

Prof. Dr. Eng. Alexandre A.P. Sardá
Orientador

Prof. Dr. Eng. Pablo Deivid Valle
Examinador

Prof. Eng. Mariano Pacholok
Examinador

O homem de ação comete muitos erros, mas não comete o maior de todos: não fazer nada. A Engenharia é a arte de tomar decisões, face a incerteza.

Prof. Victor de Mello

RESUMO

O presente trabalho é ancorado sobre os novos preceitos e conceitos advindos da nova onda industrial 4.0 e considera apresentar uma nova percepção e abordagem sobre requisitos de sensoriamento, monitoramento momentâneo e suporte de dados para a tomada de decisão de manutenibilidade em sistemas de transformação e seccionamento de distribuição de energia elétrica primária na área industrial e predial visando a durabilidade de equipamentos, a interruptibilidade do fornecimento da energia elétrica, a qualidade da energia, a segurança operacional e a economicidade.

Palavras chave: Manutenção elétrica 4.0; Monitoramento, Sensoriamento e suporte de dados; Subestações de distribuição de energia elétrica de Baixa Tensão.

ABSTRACT

This paper presents the new precepts and concepts arising from the new industrial wave 4.0. and values itself on presenting a new perception and approach on sensing requirements, momentary monitoring and data support for the maintenance decision making in electrical distribution substations systems in the industrial and building areas, aiming at the substation equipment durability, interruption of electrical energy supply, energy quality, operational safety and economy.

Keywords:Electrical maintenance 4.0; Monitoring, sensing and data support; Electricity distribution substations.

SUMÁRIO

RELATÓRIO DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO	iii
RESUMO	v
ABSTRACT	vi
SUMÁRIO	vii
CAPÍTULO 1	1
1. PROPOSTA	1
1.1 INTRODUÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1 OBJETIVO GERAL.....	2
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
CAPÍTULO 2	4
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	4
2.1 CONCEITUAÇÃO.....	4
2.1.1 ENVELHECIMENTO DAS SUBESTAÇÕES	6
2.1.2 EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES.....	8
2.1.2.1 PÁRA-RAIOS	8
2.1.2.2 CHAVE E ELO FUSÍVEL	9
2.1.2.3 MUFLAS TERMINAIS PRIMÁRIAS E TERMINAÇÕES	10
2.1.2.4 CONDUTORES ELÉTRICOS E BARRAMENTOS	11
2.1.2.5 TRANSFORMADORES DE CORRENTE E DE POTENCIAL	12
2.1.2.6 BUCHAS DE PASSAGEM.....	13
2.1.2.7 ISOLADORES	14
2.1.2.8 CHAVES SECCIONADORAS PRIMÁRIAS.....	14
2.1.2.9 FUSÍVEIS LIMITADORES PRIMÁRIOS.....	15
2.1.2.10 DISJUNTOR DE ALTA TENSÃO.....	16
2.1.2.11 RELÉ DE PROTEÇÃO.....	17
2.1.2.12 TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.....	18
2.1.2.13 QUADRO GERAL DE BAIXA TENSÃO	19
2.1.3 SISTEMAS ASSOCIADOS ÀS SUBESTAÇÕES	20
2.1.3.1 SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	20
2.1.3.2 SISTEMA DE ATERRAMENTO	23
2.1.3.3 SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO	30

2.1.4 RISCOS ENVOLVIDOS	31
2.1.4.1 CHOQUE ELÉTRICO	31
2.1.4.2 ARCO ELÉTRICO	32
2.1.5 ATIVIDADES GERAIS DE MANUTENÇÃO EM SUBESTAÇÕES.....	35
2.1.5.1 MANUTENÇÃO PREVENTIVA	35
2.1.5.2 MANUTENÇÃO PREDITIVA	38
2.1.5.3 MANUTENÇÃO EVOLUTIVA	40
2.1.6 CONFIABILIDADE APLICADA A DESEMPENHO	41
2.1.6.1 FALHAS.....	41
2.1.6.2 COMPONENTES REPARÁVEIS.....	42
2.1.6.3 MODELAGEM COMBINATÓRIA	45
2.1.6.3 TAXA DE FALHAS E INDISPONIBILIDADE SUBESTAÇÃO	47
CAPÍTULO 3	49
3. DISCUSSÕES E RESULTADOS	49
3.1 MANUTENÇÃO PROATIVA.....	49
3.1.1 TOPOLOGIAS ATUAIS DE SUBESTAÇÕES CONSUMIDORAS.....	49
3.1.2 BENEFÍCIOS PROPOSTOS PARA UMA MANUTENÇÃO PROATIVA.....	50
3.1.3 PERIODICIDADE DE MANUTENÇÕES PROGRAMADAS	51
3.1.3.1 PÁRA-RAIOS.....	52
3.1.3.2 TRANSFORMADOS PARA INSTRUMENTOS	52
3.1.3.3 CHAVES SECCIONADORAS	53
3.1.3.4 DISJUNTORES DE ALTA TENSÃO	53
3.1.3.5 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	54
3.1.4 AÇÕES A DEMANDAS DE INDISPONIBILIDADE	56
3.1.4.1 SENSORIAMENTO POR TERMOGRAFIA	56
3.1.4.2 MONITORAMENTO POR ULTRASSONOGRRAFIA	58
3.1.4.3 CROMATOGRAFIA GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO	60
3.1.4.4 MEDIÇÃO RESISTÊNCIA DE CONTATOS	62
3.1.4.5 MEDIÇÃO RESISTÊNCIA ÔHMICA ATERRAMENTO.....	62
3.1.5 EQUIPAMENTOS CONTINGENCIAIS E COADJUVANTES	63
3.1.6 SEGURANÇA A AÇÃO DE MANUTENÇÃO	63
3.1.6.1 MEDIDAS PROTETIVAS COLETIVAS.....	64
3.1.6.2 MEDIDAS PROTETIVAS INDIVIDUAIS.....	64
3.1.7 AUTOMAÇÃO SUBESTAÇÃO	65

3.1.8 MODELO DE SENSORIAMENTO	66
3.1.8.1 PARÂMETROS A SEREM MONITORADOS	67
3.1.8.2 MODELO DE REDE DE SENSORIAMENTO REMOTO	69
CAPÍTULO 4.....	71
4. CONCLUSÕES.....	71
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução industrial (FABLAB ROMA, 2020).....	1
Figura 2 – Subestação de energia elétrica consumidora abrigada.....	2
Figura 3 – Manutenibilidade de uma subestação na “palma da mão”.....	3
Figura 4 – Subestação abrigada típica acima de 300 kVA (AES, 2020).....	5
Figura 5 – Curva da taxa de falhas x tempo.....	7
Figura 6 – Pára-raios de corpo polimérico (MAMEDE, 2005).....	9
Figura 7 – Chave e elo fusível (MAMEDE, 2005).....	10
Figura 8 – Mufla terminal e terminação termocontrátil (MAMEDE, 2005).....	11
Figura 9 – Cabo unipolar de AT com blindagem de fios metálicos (MAMEDE, 2005).....	12
Figura 10 – TC tipo janela e TP com isolamento a seco (MAMEDE, 2005).....	13
Figura 11 – Bucha de passagem para uso externo-interno e uso em transformador (MAMEDE, 2005).....	13
Figura 12– Isolador de pino multicorpo e em vidro (MAMEDE, 2005).....	14
Figura 13 – Chave seccionadora tripolar comando simultâneo (MAMEDE, 2005).....	15
Figura 14 – Base e fusível de alta tensão (MAMEDE, 2005).....	16
Figura 15 – Disjuntores de alta tensão PVO e GVO (MAMEDE, 2005).....	17
Figura 16 – Relé de sobrecorrente digital (MAMEDE, 2005).....	18
Figura 17 – Transformadores trifásicos a óleo isolante e a seco (MAMEDE, 2005).....	19
Figura 18 – Painel elétrico BT (AUTOR, 2020).....	19
Figura 19 – Mapa isoceráunico brasileiro (NBR 5419, 2015).....	21
Figura 20 – Malha de aterramento retangular de determinado sistema interconectado.....	23
Figura 21 – Tensões de toque e de passo máximas permitidas em função de distintos valores de resistividade aparente de solo (AUTOR, 2020).....	30
Figura 22 – Distribuição das lesões por queimaduras provocadas pela ação do arco no corpo humano (HOAGLAND,2012).....	33
Figura 23 – Comportamento de equipamento reparável ao longo do tempo (QUEIROZ, 2020).	43
Figura 24 – Sistema série de n blocos (QUEIROZ, 2020).....	46
Figura 25 – Sistema paralelo de n blocos (QUEIROZ, 2020).....	46
Figura 26 – Subestação consumidora abrigada típica.....	50
Figura 27 – Termografia aplicada a pára-raios (diferença entre fases).....	57

Figura 28 – Termografia realizada em buchas de passagem.	57
Figura 29 – Monitoramento online de temperatura de um transformador de potência.	58
Figura 30 – Monitoramento termográfico disjuntores e fusíveis de um painel de BT.	58
Figura 31 – Inspeção por ultrassom em um disjuntor e painel elétrico.	59
Figura 32 – Muflas terminais poliméricas para deflexão de campo elétrico.	59
Figura 33 – Retirada de amostra de óleo isolante de transformador para análise físico-química.	60
Figura 34 – Isolamento danificado de transformadores a seco.	61
Figura 35 – Chave seccionadora tripolar sob manobra.	62
Figura 36 – Malha de aterramento em barramento de alumínio.	63
Figura 35 – Tapetes de segurança emborrachados e padrão de telas metálicas encontradas nas subestações abrigadas.	64
Figura 36 – Luva e bota dielétrica e roupa anti arco-elétrico.	65
Figura 37 – IED baseada na IEC 61850 com mensagens GOOSE e disparo de dados via fiação convencional.	66
Figura 38 – Vista superior subestação BT típica (AUTOR, 2020)	67
Figura 39 – Malha de aterramento subestação BT típica (AUTOR, 2020).....	68
Figura 40 – Vista frontal QGBT (AUTOR, 2020)	69
Figura 41 – Rede de monitoramento online de subestação para ações de manutenção proativa.	70

LISTA DE TABELAS E GRÁFICOS

Tabela 1 – Valores elétricos típicos apresentados pelos raios (KINDERMANN, 2011).....	20
Tabela 2 – Classes de proteção contra surtos para um sistema elétrico (IEC 62305-1).....	22
Tabela 3 – Faixa de valores usuais de resistividade de certos tipos de solos.....	25
Tabela 4 – Efeitos da corrente elétrica sobre o corpo humano (DURAN, 2003).....	26
Tabela 5 – Faixa de valores usuais de resistividade dos materiais de recobrimento de solo. ..	28
Tabela 6 – Efeitos da corrente elétrica CA no corpo humano (KINDERMANN, 2011).....	32
Tabela 7 – Confiabilidade equipamentos de subestações (QUEIROZ, 2020).	48
Tabela 8 – Periodicidade máxima manutenção disjuntores AT.	54
Tabela 9 – Periodicidade máxima manutenção transformadores de potência.....	56
Tabela 10 – Máxima variação de gases dissolvidos em óleo mineral.....	60

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AT	Alta Tensão
APR	Análise Preliminar de Riscos
BT	Baixa Tensão
CA	Sistema Elétrico em Corrente Alternada
CC	Sistema Elétrico em Corrente Contínua
CO&M	Custos de Operação e Manutenção
D	Disponibilidade
DDS	Diálogo Diário de Segurança
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPR	Borracha Etileno Propileno
EBT	Extra Baixa Tensão
EMI	Interferência Eletromagnética
GVO	Disjuntor a Grande Volume de Óleo
I	Indisponibilidade
IED	Intelligent Electronic Devices
MTBF	Tempo Médio Entre Falhas
MTTF	Tempo Médio Para Falhas
MTTR	Tempo Médio Para Reparos
NBR	Norma Brasileira
NR	Norma Regulamentadora do Ministério da Economia
NFPA	National Fire Protection Association
PVO	Disjuntor a Pequeno Volume de Óleo
QGBT	Quadro Geral de Distribuição em Baixa Tensão
R	Confiabilidade
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SF ₆	Hexafluoreto de Enxofre
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
UAC's	Unidades de Aquisição e Controle
XLPE	Polietileno Reticulado

CAPÍTULO 1

1. PROPOSTA

1.1 INTRODUÇÃO

A conjuntura econômica globalizada do cenário atual traz consigo um novo parâmetro comportamental para o cenário das organizações industriais expressas em produtividade, segurança, operabilidade, qualidade e baixo custo.

Neste contexto a manutenibilidade sobre os processos produtivos ao decorrer do tempo vêm evoluindo constantemente, sendo que durante a primeira revolução industrial, iniciada no século XVIII o uso da energia a vapor e o início da mecanização da produção não priorizavam a manutenção, já a segunda revolução industrial, iniciada no século 19 através da descoberta da eletricidade e sob produção realizada em linha de montagem trouxeram aumento da mecanização e uma maior complexidade das instalações fabris, necessitando de uma manutenção focada em planejamento e em sistemas de controle.

Já a terceira revolução industrial iniciada nos anos 70 do século passado vislumbrou o uso da automação parcial sob os processos produtivos com a utilização de controles e computadores programáveis por memória, sendo então requisitada uma manutenção sob novas expectativas de técnicas de análise de falhas. Atualmente verificamos o início da quarta revolução industrial, conhecida como indústria 4.0, caracterizada pela aplicação de ativos inteligentes na operação e estabelecidas por tecnologias de informação e comunicação à indústria, quais permitem a comunicação em rede e a informação em tempo real. Neste aspecto a manutenção propõe expectativas pró-ativas, ancoradas por dados de instrumentação e sensoriamento e estabelecidas sob análise estatística e previsibilidade.

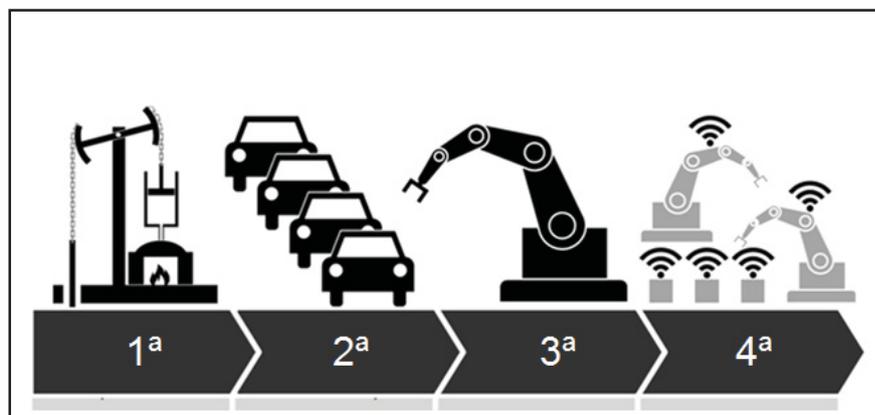


Figura 1 – Evolução industrial (FABLAB ROMA, 2020).

1.2 OBJETIVOS

Neste cenário a principal fonte energética para qualquer processo industrial, comercial e residencial na atualidade é a energia elétrica, qual geralmente é fornecida por concessionária de distribuição ou então cogerada pelo próprio consumidor.

Neste âmbito a operabilidade da planta industrial ou predial é totalmente dependente da interruptibilidade do fornecimento desta fonte energética. Para tanto as subestações de transformação e seccionamento de níveis de tensão e conseqüente fornecimento de energia elétrica são altamente demandadas em operabilidade e eficiência.

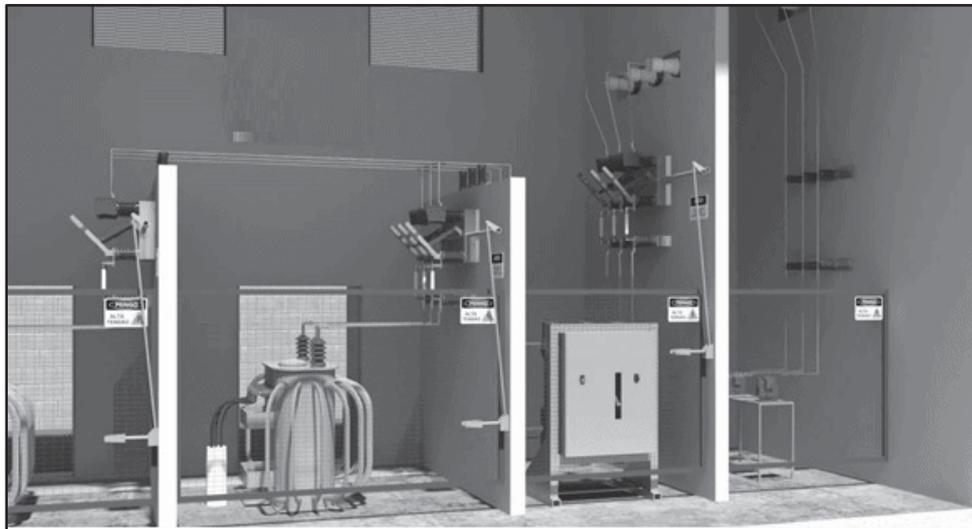


Figura 2 – Subestação de energia elétrica consumidora abrigada.

Tal requisito pressupõe uma abordagem mais crítica e precisa sobre os processos de manutenção de tal sistema visando obter altíssimos níveis de confiabilidade, segurança e operabilidade e como consequência produtividade de planta.

1.2.1 OBJETIVO GERAL

Frente aos preceitos estabelecidos pela nova revolução industrial 4.0, a manutenção também tende assumir uma nova identidade 4.0, observando os seguintes pré requisitos: capacidade de operabilidade em tempo real (rastreadibilidade e monitoramento remoto), interoperabilidade, virtualização, descentralização (decisões que podem ser tomadas através do sistema ciber-físico e de acordo com as necessidades de produção), orientação a serviços (arquite-

turas de softwares orientadas a serviço aliado ao conceito de internet das coisas) e modularidade (atuação de acordo com a demanda) (MMTEC, 2020).

Para tanto o presente trabalho propõe-se a apresentar uma nova abordagem na manutenibilidade de subestações através do sensoriamento, monitoramento momentâneo e suporte de dados para a pronta tomada de decisão da manutenção visando a interruptibilidade do fornecimento, a qualidade da energia, a segurança de operação e a economicidade. Neste contexto assumindo uma postura proativa da manutenção, visa criar ações conetivas que objetivam conhecer as causas da falha-raiz, não apenas a sintomatologia das falhas, isto é, pressupõe atuar na eliminação da repetição das falhas sob foco de ação balanceada das técnicas clássicas de manutenção existentes: corretiva, preventiva e preditiva.



Figura 3 – Manutenibilidade de uma subestação na “palma da mão”.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

A abordagem do presente trabalho realizar-se-á amparada em:

- Contextualizar conceitos de engenharia envolvidos no funcionamento de uma subestação elétrica.
- Apresentar os equipamentos e subsistemas estabelecidos em subestações.
- Discorrer sobre falhas de subsistemas e componentes existentes em subestações.
- Abordar tópicos para sensoriamento, monitoramento de equipamentos e estabelecimento de rede supervisórias aplicáveis a manutenção de subestações.
- Propor arquitetura conceitual para aquisição temporal e avaliação de dados visando o estabelecimento e diretrizes de manutenção proativa de subestações de BT.

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTAÇÃO TÉORICA

2.1 CONCEITUAÇÃO

Subestações são soluções de engenharia que compõem o elo final de um sistema de distribuição de energia elétrica de elevada potência provindo de uma fonte geradora a determinado consumidor. A subestação é responsável pela transformação de parâmetros de tensão e conseqüentemente corrente elétrica a níveis de utilização seguros, atuando desta forma como ponto de entrega de energia para a demanda.

Inicialmente para que o fornecimento de energia elétrica provindo da geração seja robusto e confiável são utilizados equipamentos transformadores elevadores de tensão no início da transmissão, evitando prioritariamente perdas excessivas de energia em seus condutores, associadas a efeito Joule, ao decorrer de seu percurso até o consumidor final. Esta tensão elevada não é adequada para uso, requerendo ser rebaixada em uma subestação consumidora que adequará a um nível seguro de tensão para o consumo.

Já as principais topologias de subestações consumidoras amplamente utilizadas, destacam-se (MERLIN, 2020):

- Subestação ao tempo: geralmente construída em pedestal, também chamada de “subestação H”, permite que o transformador encontre-se instalado entre dois postes, em uma estrutura fixa, normalmente de concreto. Essa subestação tem conceito similar ao posto de transformação e por se encontrar exposta às intempéries ela necessariamente precisa que seus componentes possuam índice de proteção a prova de água e também de cercamento, evitando, assim, que pessoas desautorizadas tenham acesso ao local.
- Subestação abrigada: comumente a mais empregada, geralmente construída em alvenaria, podendo encontrar-se instalada em conjunto com a edificação de consumo ou em uma edificação própria alocada próxima ao consumo.
- Subestação semi-enterrada: costuma ser implantada junto as edificações, seu uso é ideal em projetos que possuam algum tipo de limitação de espaço, para tanto é uma subestação de fácil montagem, construída em módulos e cujo acesso é realizado por meio de tampas metálicas. Essa subestação conta com sistemas de medição, proteção e transformação, por se encontrar semi-enterrada seu acesso é realizado pela parte superior.

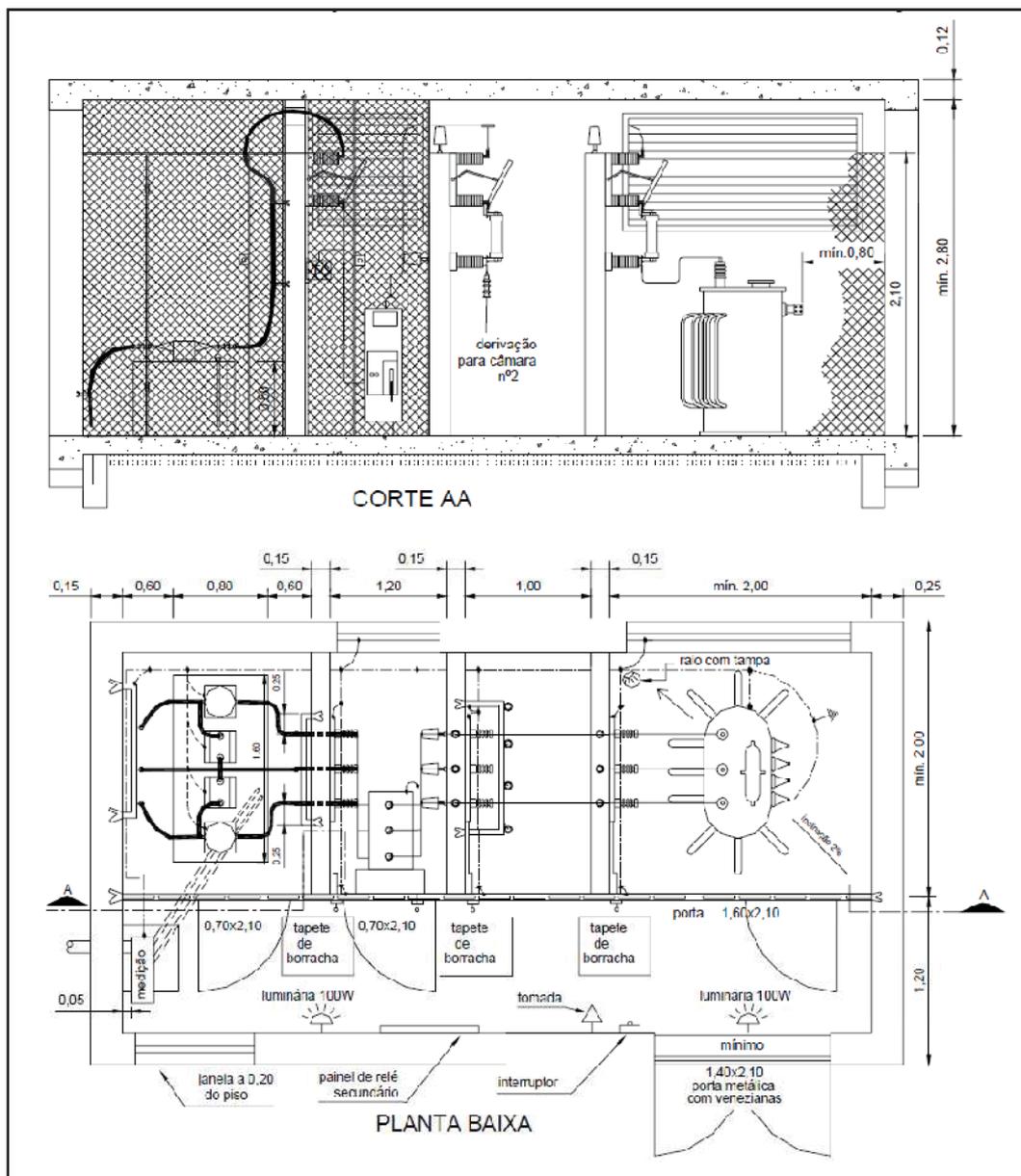


Figura 4 – Subestação abrigada típica acima de 300 kVA (AES, 2020).

As subestações consumidoras de BT¹ típicas apresentam os seguintes componentes e equipamentos associados com as respectivas funções correspondentes:

- Pára-raios: proteção e limitação de sobretensões.
- Chave e elo fusível: proteção e limitação de sobrecorrentes.
- Muflas terminais primárias e terminações termocontráteis: deflexão do campo elétrico, obrigando aos gradientes de tensão radial e longitudinal se manter dentro de determinados limites.

¹Baixa Tensão: definido pela norma regulamentadora do Ministério do Emprego - NR10, como a tensão elétrica entre fases ou entre fase-terra em CA compreendida no intervalo de $50 \text{ V} \leq \text{BT} \leq 1000 \text{ V}$.

- Condutores elétricos e barramentos: condução da corrente elétrica.
- Transformadores de corrente e potencial: medição e proteção.
- Buchas de passagem: isolação do sistema elétrico.
- Isoladores: isolação do sistema elétrico.
- Chaves seccionadoras primárias: abertura e fechamento do circuito do sistema elétrico de energia.
- Fusíveis limitadores primários: proteção de sobrecorrentes e curto-circuitos.
- Disjuntores de alta tensão: proteção de sobrecorrentes e sobrecargas.
- Relés de proteção: controle da proteção do circuito contra sobrecarga, falha de componentes, falhas na rede elétrica, falta de fase, sobrecorrente, sobre tensão e outros.
- Transformadores de potência: conversão dos parâmetros de tensão e corrente através da indução de campo magnético a níveis de segurança.

Devido a esta diversidade de componentes e equipamentos associados à correta atuação da manutenção de uma subestação propicia os seguintes benefícios (SLACK, 2002):

- Redução de custos: por intermédio da manutenção preventiva a redução de defeitos impactando em menos ações corretivas, as quais têm valor de custos associados mais elevados que ações de prevenção.
- Maior qualidade frente ao fornecimento da energia elétrica: equipamentos em perfeito estado de funcionamento garantem qualidade da energia fornecida.
- Maior vida útil dos equipamentos: aumento da vida útil dos equipamentos por meio de ações de prevenção, bem como melhorias específicas nos equipamentos.
- Maior confiabilidade de funcionamento de equipamentos: equipamentos bem cuidados tendem a ter intervalos de tempo maiores entre falhas, o que resulta em maior disponibilidade.
- Eficiência energética iniciada na solução de engenharia adotada (fase de concepção de projeto), nas especificações, nas instalações realizadas e no comissionamento, mas amplamente completada na manutenção inteligente.

2.1.1 ENVELHECIMENTO DAS SUBESTAÇÕES

Tal como ocorre com os seres vivos, materiais e componentes de instalações elétricas sofrem um processo natural de envelhecimento, que originam a perda ou diminuição drás-

tica das suas propriedades físicas e químicas e conseqüentemente de suas propriedades elétricas e isolantes. Este fenômeno de envelhecimento natural tem como resultado imediato a tendência de ocorrência de defeitos e curto-circuitos sobre a instalação elétrica, que podem causar incêndios e colocar em risco a integridade patrimonial e a segurança das pessoas.

Para além deste envelhecimento natural, os equipamentos e materiais podem também estar sujeitos ao que habitualmente se designa por envelhecimento precoce. Este tipo de envelhecimento resulta geralmente de uma utilização indevida da instalação sujeitando à sobrecargas e sobreaquecimentos, situação esta, que acelera o processo de degradação dos materiais e equipamentos, ou seja, corroboram para a perda das suas propriedades físicas e químicas (BOLOTINHA, 2020).

A taxa de falhas de processos, sistemas e materiais são tipicamente representados por uma curva comumente designada por curva da banheira, representada na figura a seguir.

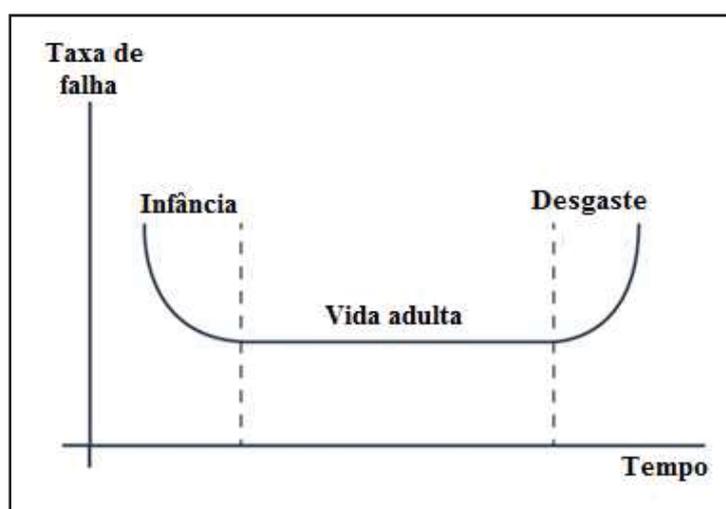


Figura 5 – Curva da taxa de falhas x tempo.

A curva da banheira é construída a partir de uma distribuição estatística de Weibull e apresenta três períodos distintos. No traçado da curva da banheira definem-se os seguintes períodos: mortalidade infantil, que corresponde à mortalidade inicial, período de vida adulta ou vida útil, que corresponde a falhas aleatórias e constantes e a mortalidade de desgaste.

A mortalidade infantil é oriunda de erros de projeto, problemas de fabricação, componentes incorretos, defeitos de instalação e montagem incorreta. Resolvidos os problemas que se encontram na origem desta mortalidade, a taxa de falhas diminui e os materiais e equipamentos apresentam comportamento do ponto de vista de mortalidade estabelecida para a vida adulta. Já a mortalidade de desgaste caracteriza-se por intenso aumento do número de falhas e corresponde praticamente ao final da vida útil dos materiais e equipamentos.

Já o envelhecimento precoce anteriormente referido tem como resultado que a mortalidade de desgaste dos materiais acontece mais cedo do que ocorreria se a utilização da instalação fosse à considerada normal e para a qual ela foi dimensionada. Neste quesito os tipos de manutenções geralmente observados em sistemas e equipamentos são:

- **Manutenção Cotidiana:** aplicada pelo próprio operador, serve de base para qualquer dos outros tipos de manutenção a ser realizada, apesar de ser bastante simples, é a que define um aumento da vida útil dos equipamentos com maior eficiência.
- **Manutenção Corretiva:** a mais simples, não exige grandes estudos e planejamento, logo quando um componente apresenta falha, ele deve ser substituído, e o ato de substituir caracteriza esta manutenção, pois a falha ocorreu antes da manutenção.
- **Manutenção Preventiva:** é um trabalho de prevenção de falhas que possam originar a parada ou um baixo rendimento dos equipamentos em operação.
- **Manutenção Preditiva:** é um trabalho de previsão de quando o equipamento apresentará falhas, com boa margem de precisão, isto é, situa-se em programar a sua substituição antes que ocorra a situação que leva ao defeito e a parada do equipamento.
- **Manutenção Produtiva Total:** é a manutenção que acompanha todo o processo desde os testes de qualidade, melhorias de projeto e ajuste de detalhes específicos dos componentes e sistemas associados.

2.1.2 EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES

Para uma abordagem mais ampla para o desenvolvimento de uma manutenção proativa de subestações torna-se necessário uma prévia contextualização de cada um dos seus principais componentes, bem como suas funções associadas e desempenho esperado.

2.1.2.1 PÁRA-RAIOS

Os pára-raios são dispositivos utilizados para proteger os diversos equipamentos que compõem a subestação ou simplesmente um único transformador de distribuição instalado em poste. Atuam limitando sobretensões a determinado valor máximo, sendo este tomado como o nível de proteção que o pára-raios oferece ao sistema.

A proteção dos equipamentos elétricos contra as descargas atmosféricas é obtida através destes que utilizam as propriedades de não-linearidade dos seus elementos constituintes sob intuito de conduzir as correntes de descarga associadas às tensões induzidas nas redes e em seguida interromper as correntes subsequentes, isto é, aquelas que sucedem as correntes de descarga após a sua condução a terra. Atualmente existem dois elementos de características não-lineares capazes de desempenhar as funções anteriormente mencionadas a partir dos quais são construídos os pára-raios: carbonato de silício e óxido de zinco.

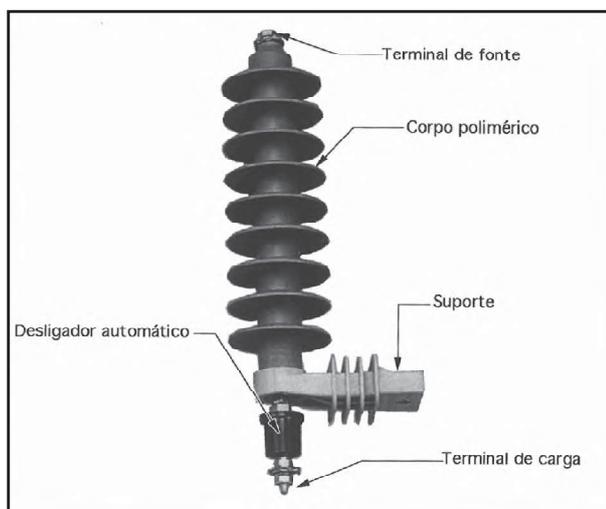


Figura 6 – Pára-raios de corpo polimérico (MAMEDE, 2005).

2.1.2.2 CHAVE E ELO FUSÍVEL

Chave fusível é um equipamento destinado a proteção de sobrecorrentes provinda de circuitos primários ou até mesmo provindo de cargas, dada sua bidirecionalidade. É utilizada em redes aéreas de distribuição e em pequenas subestações de consumidor e concessionária. É dotada de um elemento fusível que responde pelas características básicas de sua operação. A sua operação consiste basicamente na fusão de um elemento fusível, quando o mesmo é percorrido por uma sobrecorrente, dentro de um determinado tempo, conforme a sua característica tempo x corrente.

O elo fusível é montado dentro do cartucho e é composto de um elemento metálico que na passagem de uma corrente elétrica elevada, funde-se dentro de um intervalo de tempo determinado. A corrente e o tempo de fusão variam inversamente, ou seja, quanto maior for a corrente, menor o tempo de fusão. Os elos fusíveis quando submetidos à passagem da corrente elétrica, transferem calor por condução à cordoalha. O comprimento do elemento fusível

determina a quantidade de calor transferida, sendo que quando se tem uma baixa corrente e elemento fusível longo, ocorre no centro deste a formação de um ponto quente que ocasionará a sua fusão. Em contrapartida, com a mesma corrente e comprimento pequeno, todo o calor é transferido para a cordoalha e conseqüentemente não se tem a formação do ponto quente no centro do elemento fusível e, portanto, não haverá a sua fusão.

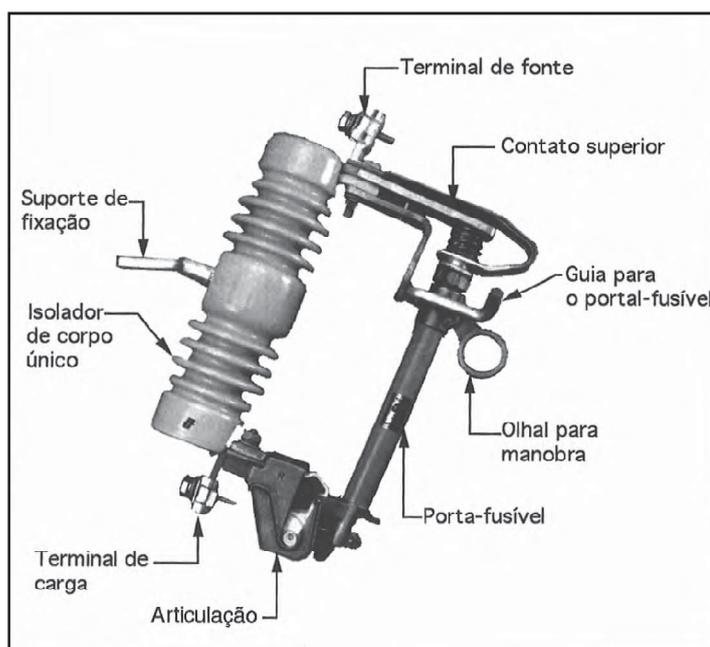


Figura 7 – Chave e elo fusível (MAMEDE, 2005).

2.1.2.3 MUFLAS TERMINAIS PRIMÁRIAS E TERMINAÇÕES

As muflas terminais primárias ou terminações constituem um dispositivo destinado a restabelecer condições de isolamento da extremidade de um condutor isolado quando este se encontra conectado a um condutor nu e a reduzir o gradiente de potencial que surge em torno da área seccionado do cabo. Há uma grande variedade de muflas ou terminações, porém, as mais antigas são as muflas constituídas de um corpo de porcelana vitrificada com enchimento de composto elastomérico e fornecidas com kit que contém todos os materiais necessários a sua execução. Atualmente, as terminações constituídas de material contrátil a quente ou a frio têm sido utilizadas com muito sucesso em substituição as tradicionais, porém eficientes, muflas de corpo de porcelana. A simplicidade da emenda e a facilidade de sua execução, além da compatibilidade fazem das terminações contráteis um produto altamente competitivo.

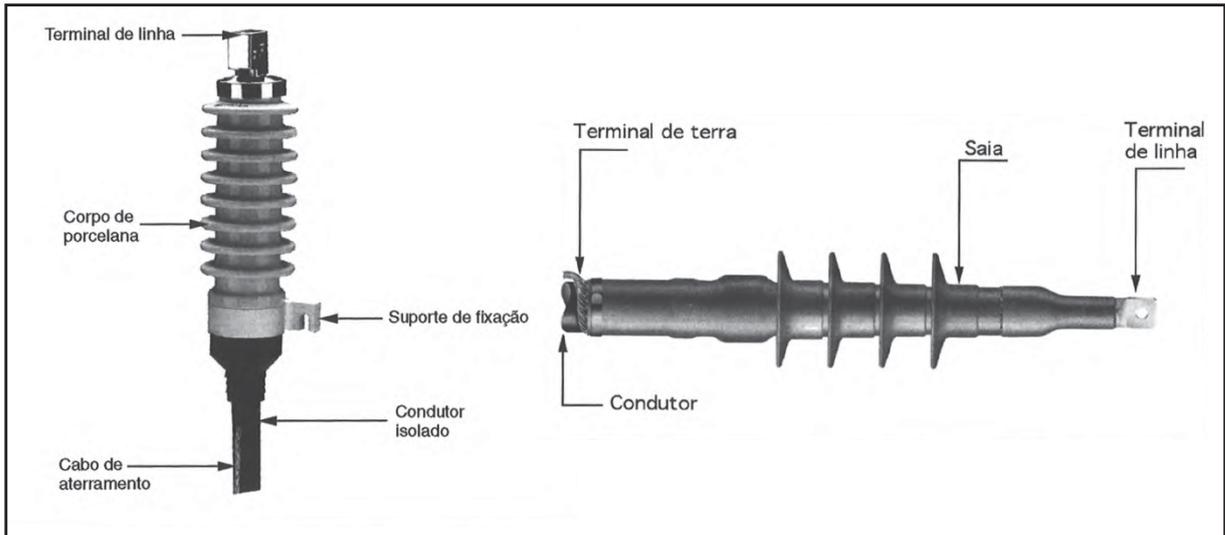


Figura 8 – Mufla terminal e terminação termocontrátil (MAMEDE, 2005).

2.1.2.4 CONDUTORES ELÉTRICOS E BARRAMENTOS

Condutor de energia é o meio pelo qual se transporta a energia desde um determinado ponto, denominado fonte ou alimentação, até um terminal consumidor. O metal de maior utilização em condutores elétricos e barramentos presentes em subestações de energia é o cobre.

Os condutores elétricos são recobertos por materiais isolantes destacando-se o cloreto de polivinila (PVC) e o polietileno (PE), sendo que tanto o cloreto de polivinila como o polietileno perdem as suas características básicas quando submetidos a temperaturas superiores a 70°C. Para elevar o nível de temperatura de operação desses compostos, foram desenvolvidos materiais termofixos, obtidos por processos químicos de reticulação de suas moléculas, mediante a utilização de agentes que realizam as ligações entre as moléculas adjacentes de carbono-carbono, impedindo o deslocamento intermolecular que é característico dos compostos termoplásticos.

As isolações termofixas são fabricadas a base de dois materiais distintos, sendo que cada um deles apresenta características elétricas e mecânicas específicas, ou seja: polietileno reticulado (XLPE): baixa resistência a ionização, temperatura máxima admissível elevada, excelente resistência a abrasão, alta rigidez dielétrica, flexibilidade regular, boa resistência ao envelhecimento e baixa resistência ao *treeing*²; e borracha etileno propileno (EPR): alta rigidez dielétrica, baixas perdas dielétricas, temperatura máxima admissível elevada, excelente

²*Treeing*: consiste no aparecimento de caminhos de formato arbórescente na superfície da isolação do condutor, cujo resultado é o surgimento de descargas parciais de efeitos destrutivos.

resistência a abrasão, excelente resistência a golpes, grande flexibilidade e alta resistência ao *treeing*. Em decorrência dessa tecnologia, a isolamento destes condutores pode operar a temperaturas bem mais elevadas, atingindo o valor em regime contínuo de 90°C.

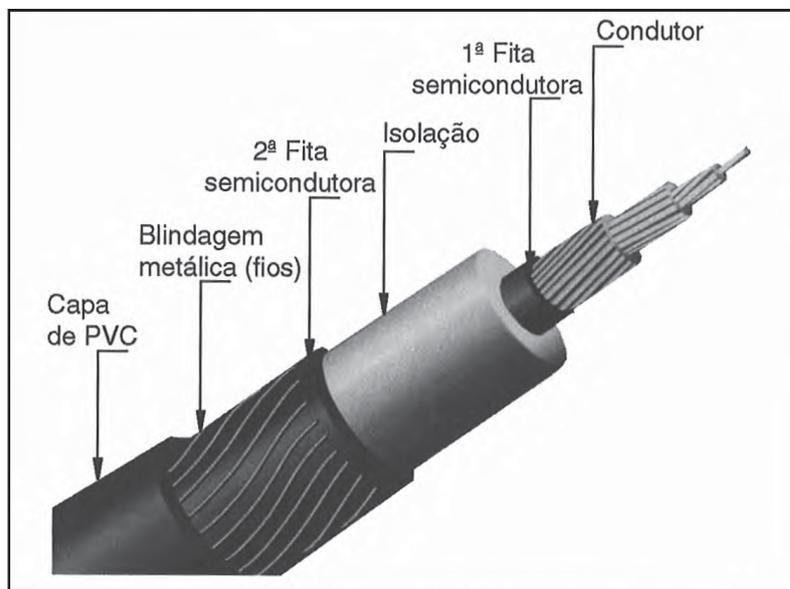


Figura 9 – Cabo unipolar de AT com blindagem de fios metálicos (MAMEDE, 2005).

2.1.2.5 TRANSFORMADORES DE CORRENTE E DE POTENCIAL

Os transformadores de corrente são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes nominais de acordo com a corrente de carga do circuito ao qual estão ligados. Na sua forma mais simples eles possuem um primário, geralmente de poucas espiras, e um secundário, no qual a corrente nominal transformada é, na maioria dos casos, igual a 5 A. Dessa forma, os instrumentos de medição e proteção são dimensionados em tamanhos reduzidos com as bobinas de corrente constituídas de fios de pouca quantidade de cobre.

Já os transformadores de potencial são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuir tensão de isolamento de acordo com a da rede a qual estão ligados. Na sua forma mais simples, os transformadores de potencial possuem um enrolamento primário de muitas espiras e um enrolamento secundário através do qual se obtém a tensão desejada, normalmente padronizada em 115 V ou $115/\sqrt{3}$ V. Dessa forma, os instrumentos de proteção e medição são dimensionados em tamanhos reduzidos com bobinas e demais componentes de baixa isolamento.

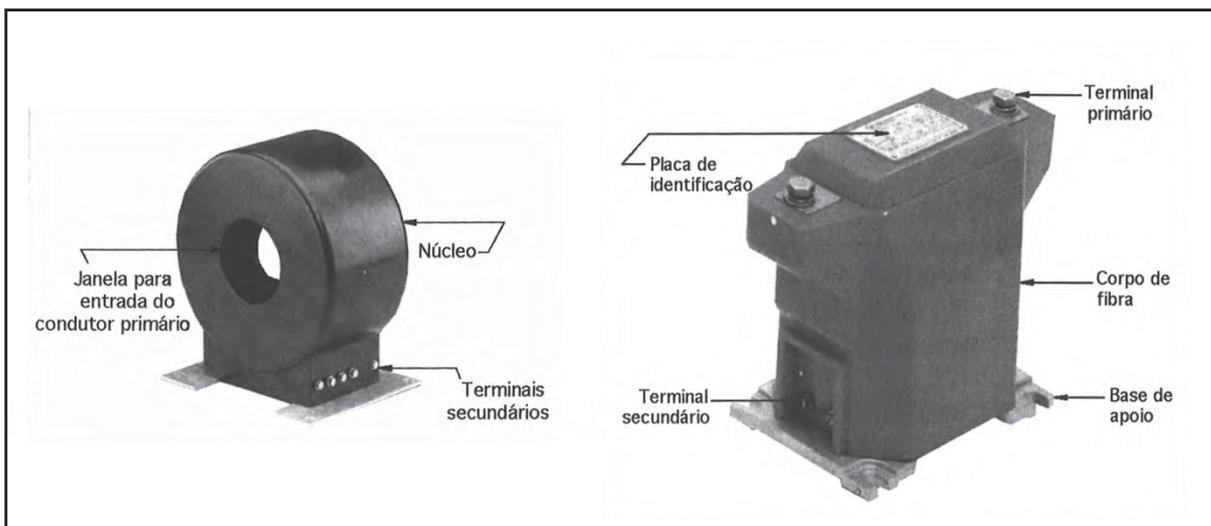


Figura 10 – TC tipo janela e TP com isolamento a seco (MAMEDE, 2005).

2.1.2.6 BUCHAS DE PASSAGEM

Buchas de passagem são elementos isolantes próprios para instalação em cubículos metálicos ou de alvenaria e em equipamentos diversos, cuja finalidade é permitir a passagem de um circuito de um determinado ambiente para outro, notadamente entre áreas distintas dos cubículos presentes em uma subestação

Além dos componentes normais, as buchas de passagem são equipadas com outros recursos auxiliares, tais como transformadores de corrente e chifres metálicos para disrupção de tensões impulsivas.

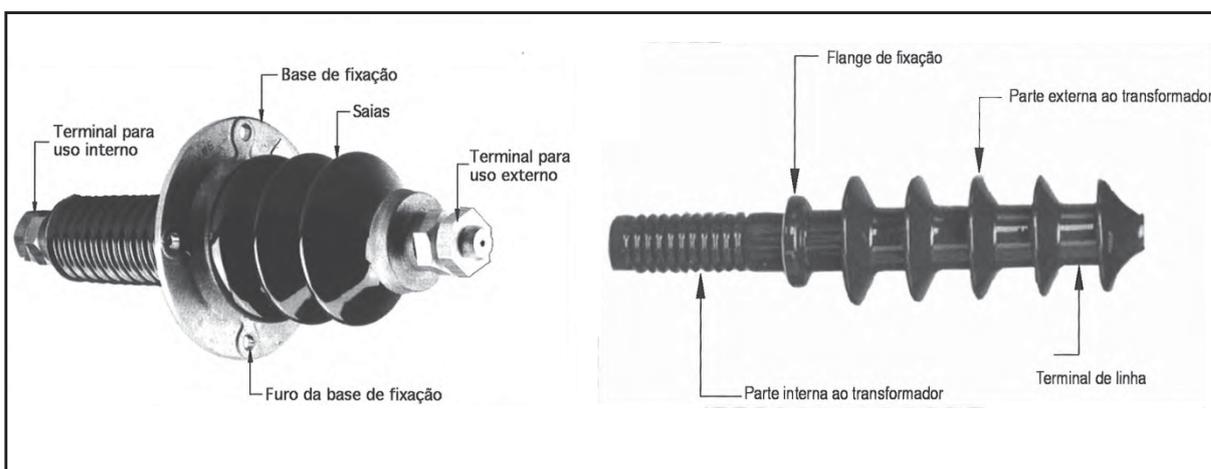


Figura 11 – Bucha de passagem para uso externo-interno e uso em transformador (MAMEDE, 2005).

2.1.2.7 ISOLADORES

Os isoladores são elementos sólidos dotados de propriedades mecânicas capazes de suportar os esforços produzidos pelos condutores e barramentos. Eletricamente, exercem a função de isolar os condutores, submetidos a uma diferença de potencial em relação à terra (estrutura suporte) ou em relação a um outro condutor de fase.

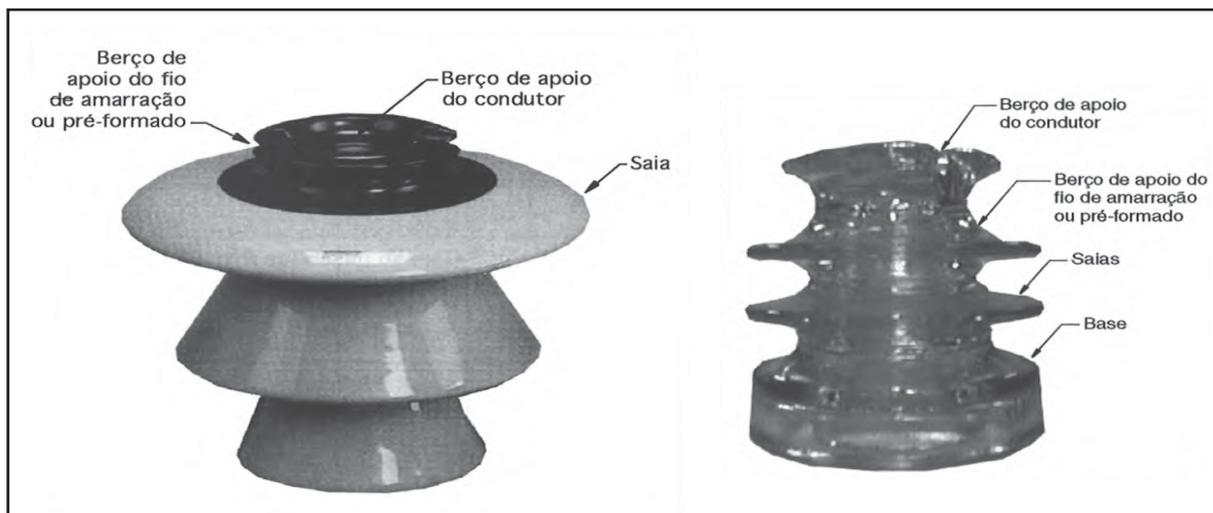


Figura 12– Isolador de pino multicorpo e em vidro (MAMEDE, 2005).

2.1.2.8 CHAVES SECCIONADORAS PRIMÁRIAS

Os seccionadores constituem chaves utilizadas em subestações que visam permitir manobras dos circuitos elétricos, sem carga, isolando disjuntores, transformadores de medição, de proteção e barramentos.

Também utilizados em redes aéreas de distribuição urbana e rural sob a finalidade de seccionar os alimentadores durante os trabalhos de manutenção ou realizar manobras diversas previstas pela operação.

As chaves seccionadoras podem ser fabricadas tanto em unidades monopolares como em unidades tripolares e sua operação com o circuito em carga provoca desgaste em seus contatos, colocando em risco a vida do operador, logo elas devem sempre ser manobradas com a retirada da carga. Porém, podem ser operados quando são previstas, no circuito, pequenas correntes de magnetização de transformadores de potência, ou ainda, sob correntes capacitivas.

Os seccionadores ainda desempenham várias e importantes funções dentro de uma subestação, ou seja, possibilitando a manobra de circuitos e conseqüente transferência de carga entre os barramentos, a isolação de um equipamento qualquer da subestação, tais como transformadores, disjuntores, etc, facilitando a execução de serviços de reparos, manutenção ou outra utilidade como oportunizar o *by-pass* de equipamentos, notadamente disjuntores e religadores da subestação.

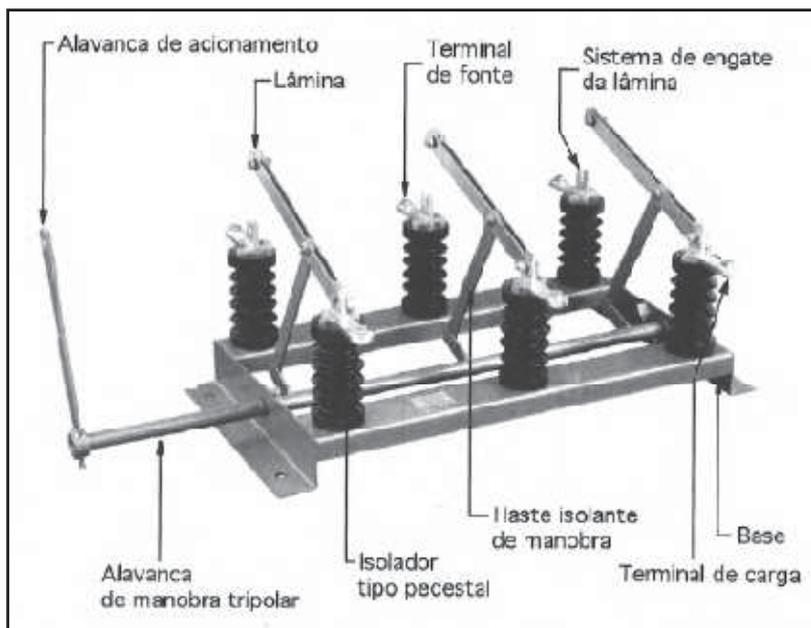


Figura 13 – Chave seccionadora tripolar comando simultâneo (MAMEDE, 2005).

2.1.2.9 FUSÍVEIS LIMITADORES PRIMÁRIOS

Os fusíveis limitadores primários são dispositivos extremamente eficazes na proteção de circuitos de alta tensão devido às suas excelentes características de atuação frente às variáveis tempo e corrente.

São utilizados na proteção de transformadores de potência, acoplados, em geral, a um seccionador interruptor, ou, ainda, na substituição do disjuntor geral de uma subestação consumidora de pequeno porte, quando associados a um seccionador interruptor automático.

A principal característica desses dispositivos de proteção é a sua capacidade de limitar a corrente de curto-circuito devido aos tempos extremamente reduzidos em que atuam. Além disso, possuem uma elevada capacidade de ruptura, tornando-os adequados para aplicação em sistemas onde o nível de curto-circuito é de valor significativo.

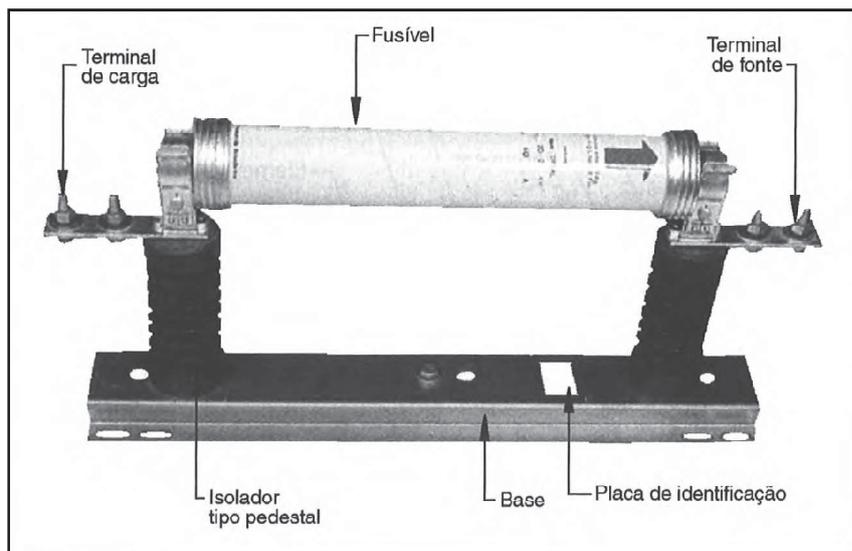


Figura 14 – Base e fusível de alta tensão (MAMEDE, 2005).

2.1.2.10 DISJUNTOR DE ALTA TENSÃO

Os disjuntores são equipamentos destinados a interrupção e ao restabelecimento das correntes elétricas num determinado ponto do circuito. Os disjuntores de alta tensão sempre devem ser instalados acompanhados sob aplicação de relés, que são os elementos responsáveis pela detecção das correntes elétricas do circuito que, após analisadas por sensores previamente ajustados, podem enviar ou não a ordem de comando para a sua abertura.

Um disjuntor instalado sem os relés correspondentes transforma-se apenas numa excelente chave de manobra, sem qualquer característica de proteção mais eficiente. A função principal de um disjuntor consiste em interromper as correntes de defeito de um determinado circuito durante o menor espaço de tempo possível. Porém, os disjuntores são também solicitados a interromper correntes de circuitos operando a plena carga e em vazio, e a energizar os mesmos circuitos em condições de operação normal ou em falta.

O disjuntor é um equipamento cujo funcionamento apresenta aspectos bastante singulares, pois opera, continuamente, sob tensão e corrente de carga muitas vezes em ambientes muito severos, no que diz respeito à temperatura, a umidade, a poeira, etc. Em geral, após longo tempo nestas condições, às vezes até anos, é solicitado a operar por conta de um defeito no sistema. Neste instante, todo o seu mecanismo, inerte até então, deve operar com todas as suas funções, realizando tarefas tecnicamente difíceis, em questão de décimos de segundo.

A extinção do arco elétrico por um disjuntor de alta tensão pode ser realizada pelos seguintes materiais: óleo, ar comprimido, arco rotativo, sopro magnético, vácuo e gás SF₆

(tipo *puffer* ou auto-compressão), sendo este material isolante constituinte estabelecido de acordo com o projeto.

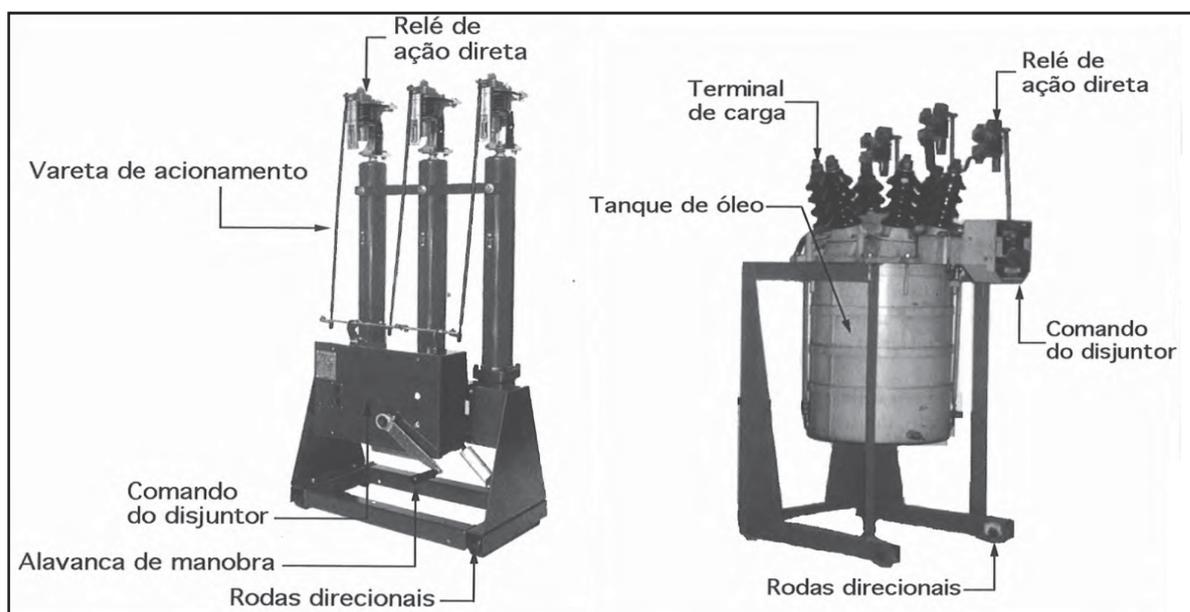


Figura 15 – Disjuntores de alta tensão PVO e GVO (MAMEDE, 2005).

2.1.2.11 RELÉ DE PROTEÇÃO

Todo e qualquer sistema elétrico está sujeito a um defeito transitório ou permanente, apesar das precauções e dos cuidados tomados durante a elaboração do projeto e da execução das instalações, mesmo seguindo as normas mais severas e as recomendações existentes. Esses defeitos poderão ter consequências irrelevantes ou desastrosas, dependendo do sistema de proteção preparado para aquela instalação em particular, neste intuito os relés sensibilizam dispositivos de proteção a atuarem.

Os principais relés de proteção presentes em subestações consumidoras são: relé de distância, cuja atuação depende do valor da impedância em relação ao ponto de defeito, relé de subtensão, aplicados nos sistemas que não devem funcionar sob tensão inferior a um determinado valor, relé de sobrecorrente, amplamente utilizados junto aos disjuntores, possibilitando a sua sensibilização quando um valor pré-determinado de corrente passa pela sua bobina e relé diferencial percentual, o qual compara as correntes de entrada e de saída de seus terminais, possibilitando a proteção de transformadores de potência.

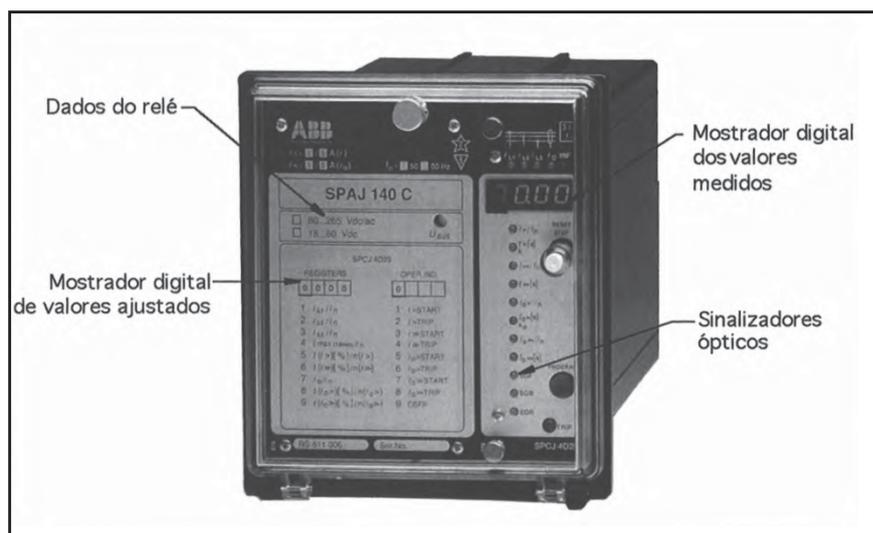


Figura 16 – Relé de sobrecorrente digital (MAMEDE, 2005).

Os relés de proteção devem apresentar os seguintes requisitos básicos quanto ao seu desempenho: sensibilidade, rapidez e confiabilidade. Encontram-se fabricados de diversas formas, cada uma delas utilizando princípios básicos peculiares e construtivamente, podem ser classificados como: relés fluidodinâmicos, relés eletromagnéticos; relés eletrodinâmicos, relés de indução, relés térmicos, relés eletrônicos e relés digitais.

2.1.2.12 TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

Um transformador é um equipamento elétrico destinado a transmitir energia elétrica sob determinada potência e frequência de um circuito a outro magneticamente acoplado, induzindo tensões e conseqüentemente corrente elétrica transformadas. A tensão de saída da energia elétrica convertida em subestação consumidoras é geralmente em baixa tensão, devido principalmente ao custo dos materiais empregados, a classe de isolamento e a temperatura solicitadas.

Os dois tipos comumente encontrados de transformadores em subestações consumidoras são transformadores a óleo cujos enrolamentos são através de bobinas de cobre num núcleo de ferro imersas num tanque repleto de óleo mineral que tem a função de isolar e resfriar este núcleo, seu invólucro é completamente vedado e composto por aletas que tem a finalidade de realizar a troca de calor com o meio ambiente por condução e convecção e transformadores a seco, cujos enrolamentos são através de bobinas de cobre envoltas por uma proteção resinada chama epóxi, sendo este tipo de isolamento muito empregado em ambientes internos, porém o monitoramento da temperatura em seu núcleo deve ser constante.

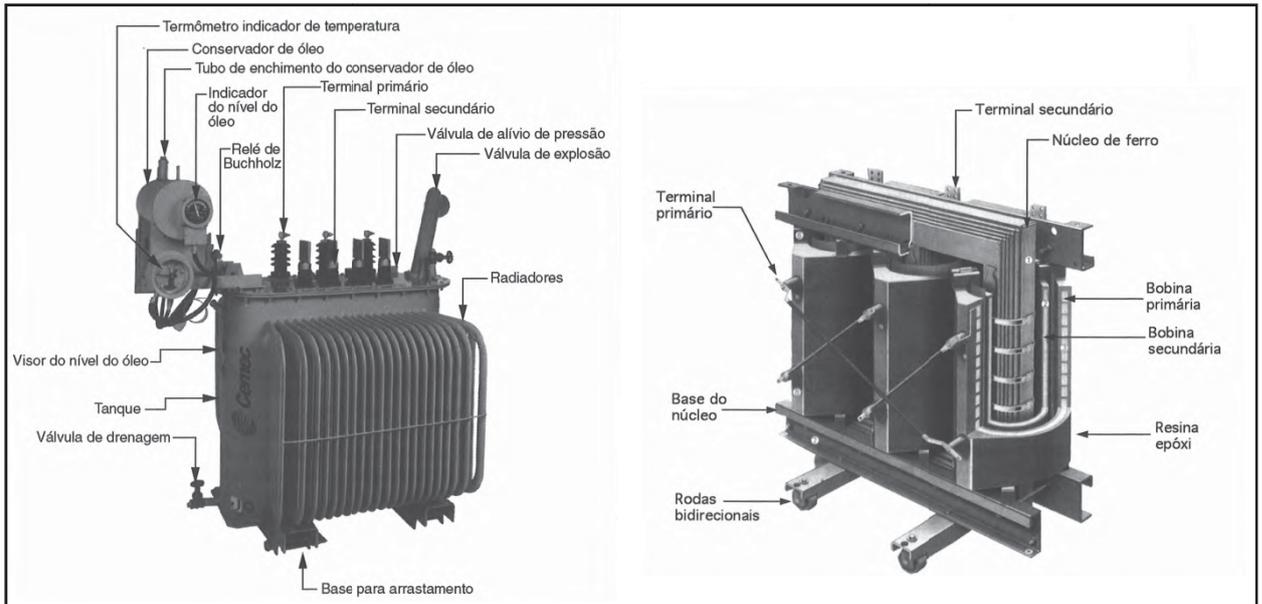


Figura 17 – Transformadores trifásicos a óleo isolante e a seco (MAMEDE, 2005).

2.1.2.13 QUADRO GERAL DE BAIXA TENSÃO

O painel elétrico de baixa tensão é um componente elétrico que disponibiliza a distribuição da energia elétrica transformada possibilitando a manobra, controle e a proteção aos diversos circuitos do sistema demandado pela unidade consumidora. O painel é conectado ao lado de BT do transformador de potência da subestação através de condutores elétricos, cabos.

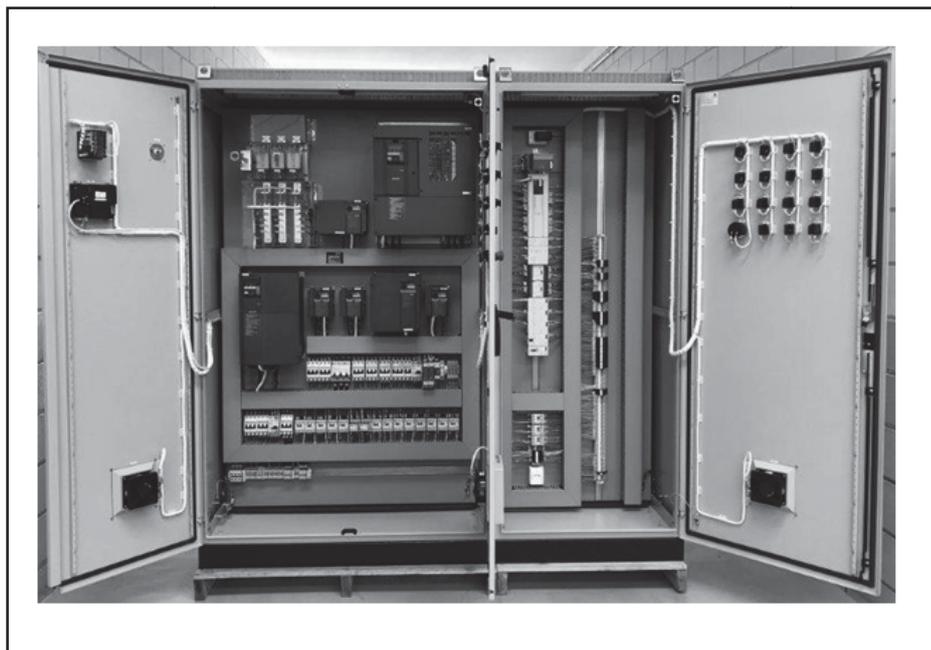


Figura 18 – Painel elétrico BT (AUTOR, 2020).

2.1.3 SISTEMAS ASSOCIADOS ÀS SUBESTAÇÕES

Conjuntamente aos equipamentos apresentados, as subestações de energia necessitam de alguns sistemas que desempenham papel fundamental ao seu perfeito funcionamento e segurança, dentre estes se destacam:

- Sistema de proteção contra descargas atmosféricas.
- Sistema de aterramento.
- Sistema de combate a incêndio.

2.1.3.1 SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

O sistema de proteção contra descargas atmosféricas é uma solução de engenharia necessária para a captação da energia incidente de raios e escoamento destes a terra, compreendendo os seguintes subsistemas:

- Captação: pára-raios, barramentos metálicos e ou captadores interligados em gaiola de Faraday instalados junto à cobertura da subestação.
- Descidas: realizadas pela estrutura ou através de cabos ou barramentos externos a edificação através de malhas conectadas.
- Escoamento a terra: realizada por hastes de aço recobertas com camada de cobre dispostas em malha interconectada constituídas na base de fundação da estrutura da subestação.

Tabela 1 – Valores elétricos típicos apresentados pelos raios (KINDERMANN, 2011).

Parâmetros elétricos dos raios	
Corrente	2000 a 200000 A
Tensão	100 a 1000000 kV
Duração	70 a 200 ms
Carga elétrica da nuvem	20 a 50 C
Potência liberada	1000 a 8000 milhões de kW
Energia dissipada	4 a 10 kWh
Tempo de crista	1,2 ms
Tempo de meia cauda	50 ms
$di(t)/dt$	5,5 kA/ms

Neste sentido ampara-se a decisão para estabelecimento de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas em subestações a avaliação da probabilidade desta estrutura ser atingida por um raio em um ano, dada pela expressão (NBR 5419, 2015):

$$N_g = 0,04 \cdot T_d^{1,25}$$

Em que:

- N_g – densidade de descargas atmosféricas para a terra, ou o número de raios para a terra, em km^2/ano .
- T_d – número de dias de trovoadas por ano, obtido no mapa isoceráunico.

A figura a seguir apresenta o mapa isoceráunico brasileiro.

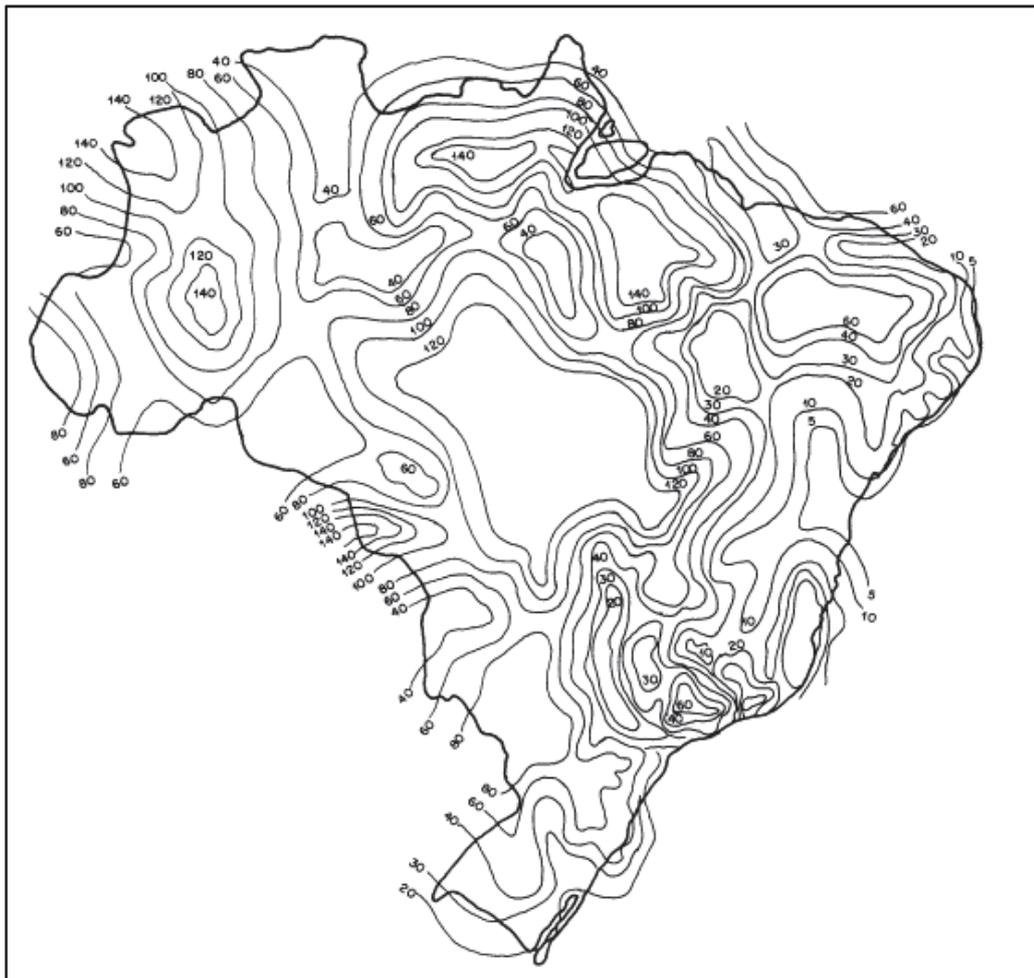


Figura 19 – Mapa isoceráunico brasileiro (NBR 5419, 2015).

Já a proteção é conceituada sobre zonas de proteção, sendo que cada uma destas zonas têm suas características variáveis de acordo com a tolerância de cada dispositivo de proteção contra surto, conforme a magnitude e tempo das descargas eletromagnéticas atuantes.

Os dispositivos de proteção contra surtos, também conhecidos como supressores de surtos ou pára-raios eletrônicos, são elementos capazes de proteger os equipamentos eletroeletrônicos e conseqüentemente os equipamentos mais sensíveis da subestação contra picos de tensão causados por eventos como descargas atmosféricas, manobras de chaves do sistema elétrico interligado e suas oscilações transitórias advindas pela própria rede de transmissão de energia.

Existem três famílias principais de DPS conforme sua constituição física e funcionamento, sendo classificadas conforme a comutação ou disparo do centelhador, pela limitação do dispositivo eletrônico presente, ou seja, varistor ou diodo zener, e pelo tipo combinado da ligação desses dois elementos, em série ou paralelo.

Em uma subestação é recomendável que haja um DPS instalado e interligando o SP-DA e a malha de aterramento visando amortecer o surto de tensão advindo de descargas atmosféricas. Estabelecido os parâmetros elétricos nas zonas de proteção, pode-se então implementar a proteção requerida conforme as três classes de proteção contra descargas atmosféricas, contextualizada pela tabela a seguir.

Tabela 2 – Classes de proteção contra surtos para um sistema elétrico (IEC 62305-1).

Classe	Eficiência	Corrente de pico (kA)	Energia específica³ (kJ/Ω)	di/dt (kA/μs)	Carga transferida⁴ (C)
I	0,98	200	10000	200	300
II	0,95	150	5625	150	225
III, IV	0,90	100	2500	100	150

A natureza transitória das descargas atmosféricas com suas características de formação de correntes de grande magnitude indica também a necessidade da instalação de um sistema de aterramento efetivo e seguro, de maneira a escoar a corrente captada pelo sistema de capta-

³A energia específica de um raio pode ser caracterizada pela energia dissipada pela ação do mesmo sobre uma resistência unitária, ou seja, uma resistência de 1 Ω.

⁴A carga transferida pela corrente do raio representa a energia produzida diretamente no ponto de impacto do raio, e em todos os pontos em que a corrente do raio se propaga.

ção e descidas do SPDA visando não afetar a qualidade de energia transformada na subestação e utilizada pelo consumidor, tal como causar danos à vida de seres vivos.

2.1.3.2 SISTEMA DE ATERRAMENTO

O sistema de aterramento típico de subestações consiste na conexão de hastes verticais enterradas em solo e interligadas em malha quadrangular, procedendo desta forma a equipotencialização⁵ do sistema conjuntamente ao sistema de proteção contra descargas atmosféricas. Este sistema é presente na base de fundação da estrutura e compõe um aterramento próprio em forma de malha provida com eletrodos verticais e condutores horizontais, com intuito de alcançar valores de baixa resistência de aterramento e conseqüente baixo valores de tensão de passo e de toque. A figura a seguir apresenta o aterramento em malha de uma subestação.

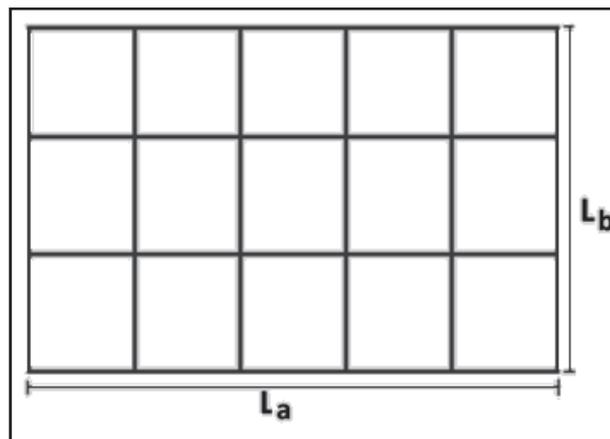


Figura 20 – Malha de aterramento retangular de determinado sistema interconectado.

A qual é composta por parcelas de resistências dos condutores constituintes da malha, das próprias hastes e mútua, definidas pela equação (NEGRISOLI, 2017):

$$R_m = \frac{\rho_s}{\pi \cdot L_m} \cdot \left\{ \ln \left[\frac{4 \cdot L_m}{\sqrt{\left(\sqrt{\frac{4 \cdot S_c \cdot 10^{-6}}{\pi}} \right) \cdot y}} \right] + \frac{k_1 \cdot L_m}{\sqrt{A_m}} - k_2 \right\} \forall \begin{cases} k_1 = 1,4125 - 0,0425 \cdot \left(\frac{L_a}{L_b} \right) \\ k_2 = 5,49 - 0,1443 \cdot \left(\frac{L_a}{L_b} \right) \end{cases}$$

⁵ O trabalho de uma carga elétrica realizado sobre uma superfície equipotencial é sempre nulo e o campo elétrico é constante, logo o potencial elétrico é constante, próximo à zero.

$$R_{hm} = \frac{\rho_s}{\pi \cdot L_m} \cdot \left[\ln \left(\frac{2 \cdot L_m}{q \cdot L_h} \right) + \frac{k_1 \cdot L_m}{\sqrt{A_m}} - k_2 + 1 \right]$$

Em que:

- R_h – resistência equivalente das hastes dispostas na malha, em Ω .
- R_m – resistência dos condutores da malha de conexão, em Ω .
- R_{hm} – resistência mútua que compõe do sistema das hastes em malha e dos condutores interligados na malha de conexão, em Ω .
- q – quantidade de hastes dispostas em malha, adimensional.
- ρ_s – resistividade aparente do solo, em $\Omega \cdot m$.
- L_h – comprimento unitário de cada haste de aterramento, em m.
- L_a – comprimento da malha quadricular aberta de condutores, em m.
- L_b – largura da malha quadricular aberta de condutores, em m.
- A_m – área total da malha de condutores, ou seja, área da malha quadriculada aberta em m^2 .
- L_m – comprimento total de condutores da malha, contendo o comprimento da malha quadriculada fechada, em m.
- D_h – diâmetro da haste de aterramento, em m.
- e – espaçamento entre as hastes, em m.
- S_c – secção transversal dos condutores que formam o anel e malha, em mm^2 .
- y – profundidade em que os condutores encontram-se enterrados em relação ao plano da superfície, em m.

A equação que rege o valor da resistência de aterramento equivalente, R_{eq} , mensurada em Ω , estimada para uma subestação é dada para um circuito série-paralelo, definido por (NEGRISOLI, 2017):

$$R_{eq} = \frac{R_m \cdot R_h - R_{hm}^2}{R_m + R_h - 2 \cdot R_{hm}}$$

A resistividade do solo varia devido a fatores como umidade, temperatura, sais dissolvidos e tipos de solo. Logo a tabela a seguir apresenta faixas de valores de resistividade aparente presente em diferentes solos (VISACRO FILHO, 2002).

Tabela 3 – Faixa de valores usuais de resistividade de certos tipos de solos.

Tipo de Solo	$\rho_s(\Omega.m)$
Lama	5 – 100
Húmus	10 – 150
Limo	20 – 100
Argilas	80 – 330
Terra de jardim	140 – 480
Calcário fissurado	500 – 1000
Calcário compactado	1000 – 5000
Granito	1500 – 10000
Areia comum	3000 – 8000
Basalto	10000 – 20000

Um conceito importante para sistemas de aterramento para sistemas elétricos de geração de eletricidade refere-se a aterramentos efetivamente e solidamente aterrados, sendo que para cada sistema as seguintes condições devem ser complementarmente obtidas (ELETROBRÁS, 1990):

- Sistemas efetivamente aterrados: aterramento através de uma impedância suficientemente pequena tal que as seguintes condições sejam estabelecidas:

$$\frac{X_0}{X_1} \geq 3 \quad \text{e} \quad \frac{R_{eq}}{X_1} \leq 1$$

- Sistemas solidamente aterrados: consiste na conexão do neutro do transformador diretamente à terra, são considerados eficientes os aterramentos sólidos cuja corrente de curto-circuito fase-terra seja de, no mínimo, 60% da corrente de curto-circuito trifásica, logo as condições são:

$$R_{eq} < X_1 \quad \text{e} \quad X_0 < 3.X_1$$

Em que:

- X_0 – reatância de sequência zero, em Ω .
- X_1 – reatância de sequência positiva, em Ω .

Frente ao fato exposto para o aterramento de subestações a reatância de sequência zero deve ser considerada, logo, devido à alta frequência da energia provinda de um raio sob a subestação faz com que a indutância série do sistema de aterramento atue de modo eficaz, reduzindo o valor de potencial da rede de aterramento ao valor do potencial de terra do local da subestação neste instante, evitando elevadas sobretensões de curta duração que podem afetar a qualidade e a operabilidade da subestação.

Presente em subestações consumidoras o transformador de potência geralmente possui o lado de conexão a rede em AT conectado em delta, visando eliminar a circulação de correntes de sequência zero e evitando assim a circulação de correntes de curto circuito monofásica pelo lado de geração.

Em função do formato, da elevação da resistência ôhmica equivalente devido a fatores corrosivos, da falta de condutividade e das dimensões do sistema de aterramento poderá haver uma diferença de potencial entre eletrodos de aterramento. Tal diferença de potencial pode induzir correntes que poderão eletrocutar seres vivos expostos nas regiões deste aterramento, portanto, é de extrema importância garantir que o sistema de aterramento esteja projetado a não ultrapassar as tensões admissíveis de passo e de toque originadas por essas correntes residuais.

Tabela 4 – Efeitos da corrente elétrica sobre o corpo humano (DURAN, 2003).

$I_{ch}(mA)$	Dano biológico
1 — 10	Dor e contração muscular
10 — 20	Aumento das contrações musculares
20 — 100	Parada respiratória
100 — 3000	Fibrilação ventricular que pode ser fatal
3000 —	Parada cardíaca, queimaduras graves

Conforme apresentado pela figura os valores de resistências de contato, de solo e do corpo humano são variáveis consideradas sob a análise das tensões de toque e de passo. A resistência de contato refere-se à parcela referente a valores de resistência de calçado e de material de recobrimento do solo, geralmente pedra brita. Já os danos biológicos provocados pelo choque elétrico atuante no intervalo de tempo de 0,25 s a 1 s sobre o corpo humano é apresentado na tabela a seguir, considerando o mesmo provindo de sistemas elétricos de corrente alternada e frequências de 50 e 60 Hz.

A tensão de toque consiste na circulação da corrente de falta a terra sobre um ser humano, I_{ch} , devido à ocorrência de uma diferença de potencial existente entre um elemento condutor de uma estrutura situado ao alcance da mão de uma pessoa e um ponto no solo localizado a uma distância de 1 m da estrutura, conforme representado em (a) pela figura anterior. Seu equacionamento é fundamentado pela lei de ohm por (REBOSIO, 2016):

$$V_t = \left(R_{ch} + \frac{R_c}{2} \right) \cdot I_{ch}$$

Sendo:

- V_t – tensão de toque, em V.
- R_{ch} – resistência do corpo humano, adotando-se $\cong 1000 \Omega$.
- R_c – resistência de contato, em Ω , dado aproximadamente por:

$$R_c \cong 3 \cdot \rho_r \cdot C_r$$

- ρ_r – resistividade do material de recobrimento do solo, em $\Omega \cdot m$.
- C_r – fator de correção de potencial devido à adição de material de recobrimento para proteção, em m^{-1} .

$$C_r = 1 - \left[\frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho_s}{\rho_r} \right)}{2 \cdot e_r + 0,09} \right]$$

- e_r – espessura da camada de recobrimento em m, $0,10 \leq e_r \leq 0,15$ m.
- ρ_s – resistividade aparente do solo, em $\Omega \cdot m$.
- I_{ch} – corrente de choque circulante através do ser humano, em A, relacionada às equações de Dalziel⁶ sendo valores suportáveis para pessoas com peso de 50 kg ou mais sem a ocorrência de fibrilação ventricular:

$$I_{ch} = \frac{0,116}{\sqrt{t}}$$

⁶Charles Francis Dalziel em um trabalho sobre o limite da corrente elétrica que atravessa o corpo humano sem causar fibrilação ventricular, presente no livro: *The Effects of Electric Shock on Man* - 1956.

Já valores suportáveis para pessoas com peso acima de 70 kg sem a ocorrência de fibrilação ventricular correspondem à equação:

$$I_{ch} = \frac{0,157}{\sqrt{t}}$$

- t – tempo de duração do choque elétrico, em s, sob condição de contorno determinada no intervalo de $0,03 \text{ s} \leq t \leq 3 \text{ s}$. Geralmente adota-se um tempo de 0,5 s, que é o tempo de atuação de proteções de retaguarda.

A tabela a seguir apresenta valores de resistividade dos principais materiais de recobrimento de solo presentes em instalações de subestações.

Tabela 5 – Faixa de valores usuais de resistividade dos materiais de recobrimento de solo.

Material de recobrimento	$\rho_{\text{rseco}} (\Omega \cdot \text{m})$	$\rho_{\text{r molhado}} (\Omega \cdot \text{m})$
Brita nº 1, 2 e 3	–	3000
Concreto	$1200 - 28 \cdot 10^4$	21 - 100
Asfalto	$2 \cdot 10^6 - 30 \cdot 10^6$	$10 \cdot 10^3 - 6 \cdot 10^6$

Logo a tensão de toque máxima que não é capaz de causar fibrilação ventricular sobre o ser humano é equacionada por (REBOSIO, 2016):

$$V_{tm\acute{a}x} = \left(1000 + \frac{3 \cdot \rho_r \cdot C_r}{2} \right) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0,174 \cdot \rho_r \cdot C_r}{\sqrt{t}}$$

Em que:

- $V_{tm\acute{a}x}$ – tensão de toque máxima permitida, em V.
- ρ_r – resistividade do material de recobrimento do solo, em $\Omega \cdot \text{m}$.
- C_r – fator de correção de potencial devido à adição de material de recobrimento do solo visando proteção, em m^{-1} .
- t – tempo de exposição ao choque elétrico, em s.

A tensão de passo consiste na diferença de potencial existente entre os pés de uma pessoa, separadas de 1 m, quando situadas em linhas de potenciais não equipotenciais. Nesse

caso haverá a circulação de uma corrente elétrica de choque, I_{ch} , através do corpo da pessoa de um pé ao outro.

Sua expressão numérica é relacionada através da Lei de Ohm, dada por (REBOSIO, 2016):

$$V_p = (R_{ch} + 2 \cdot R_c) \cdot I_{ch}$$

Sendo:

- V_p – tensão de passo, em V.
- R_{ch} – resistência do corpo humano, geralmente $\cong 1000 \Omega$.
- R_c – resistência de contato, em Ω .

$$R_c \cong 3 \cdot \rho_r \cdot C_r$$

- I_{ch} – corrente de choque circulante através do ser humano, em A.

A tensão máxima de passo permitida não capaz de causar fibrilação ventricular sobre o ser humano é expressa por (REBOSIO, 2016):

$$V_{pmax} = [1000 + 2 \cdot (3 \cdot \rho_r \cdot C_r)] \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0,7 \cdot \rho_r \cdot C_r}{\sqrt{t}}$$

Em que:

- V_{pmax} – tensão de passo máxima permitida, em V.
- ρ_r – resistividade do material de recobrimento do solo, em $\Omega \cdot m$.
- t – tempo de exposição ao choque elétrico, em s.
- C_r – fator de correção de potencial devido à adição de material de recobrimento do solo visando proteção, em m^{-1} .

$$C_r = 1 - \left[\frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho_s}{\rho_r} \right)}{2 \cdot e_r + 0,09} \right]$$

- e_r – espessura da camada de recobrimento em m, $0,10 \leq e_r \leq 0,15$ m.
- ρ_s – resistividade aparente do solo, em $\Omega \cdot m$.

O gráfico de três eixos a seguir estima os valores máximos permitidos para as tensões de passo e de toque em função de distintos valores de resistividade aparente do solo e considerando como material de recobrimento do solo a pedra brita nº 2 com espessura de 0,10 m e tempo de exposição ao choque elétrico de 0,5 s, conforme norma IEE std 80-2000.

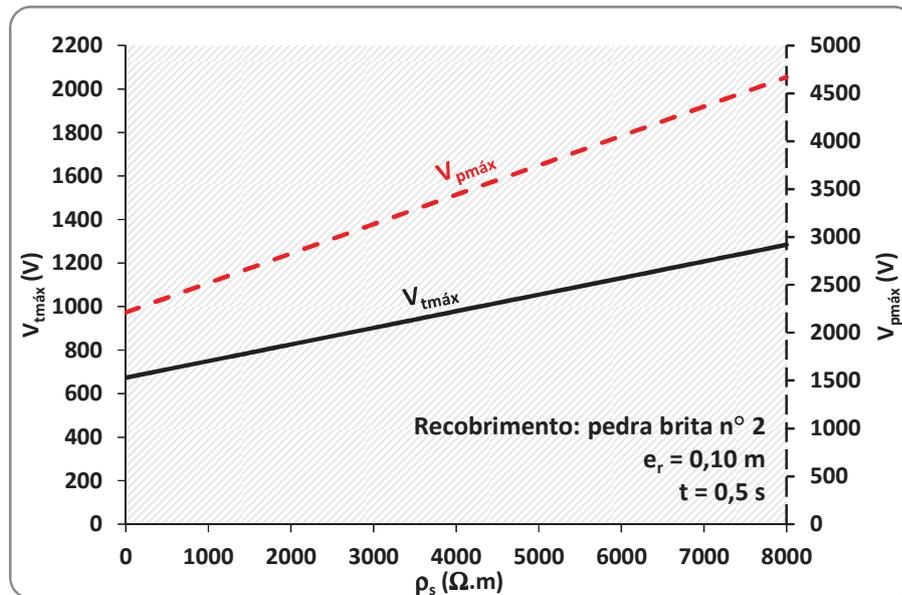


Figura 21 – Tensões de toque e de passo máximas permitidas em função de distintos valores de resistividade aparente de solo (AUTOR, 2020).

Tão logo medidas de caráter geral a serem utilizadas na concepção da proteção contra choques em subestações na fase de projeto consistem da implantação de equipotencialização do sistema de aterramento, utilização de dispositivos de proteção contra surtos e seccionamento automático da alimentação provinda dos dispositivos de proteção.

2.1.3.3 SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO

Os principais riscos de incêndio em uma subestação frente às dificuldades em suas detecções surgem como resultado das seguintes situações: arcos elétricos e acúmulo de carga elétrica estática dentro dos equipamentos, superaquecimentos, degradação temporal e cabeamento.

Neste intuito uma vez iniciado, um incêndio pode rapidamente se alastrar devido à presença de uma quantidade grande de material combustível na forma de hidrocarbonetos, presentes em cabecamentos e isolamentos. As subestações são geralmente não ocupadas, as-

sim, a intervenção precoce pode não ser possível em caso de um incêndio, sendo que os dutos subterrâneos que ligam as principais áreas da subestação também devem ser considerados ambientes agressivos.

De acordo com os preceitos inerentes a cada projeto e sobre o ponto de avaliação de riscos para combate a princípios de incêndio há necessidade de implementação de sistema de combate a incêndio em subestações notadamente o uso de extintores de gás carbônico (CO₂), sistema fixo de extinção FM-200 (heptafluoropropano) ou sistema de NOVEC 1230 (fluorec-tona), instalados geralmente junto à estrutura da subestação.

Outro aspecto estrutural relevante em uma subestação refere-se à necessidade de ventilação natural, que é um dos meios mais importantes na eliminação dos gases provenientes de uma eventual propagação incendiária.

2.1.4 RISCOS ENVOLVIDOS

Os profissionais que interagem com instalações elétricas energizadas, seja desenvolvendo atividades de operação e manutenção ou atividades em proximidade estão sujeitos a riscos intrínsecos, como explosividade da instalação, ao choque elétrico e a energia incidente desenvolvida por ação de arco elétrico.

Esses riscos são mortais e a norma regulamentadora NR10 do Ministério da Economia apresenta às diretrizes oficiais referente ao assunto de segurança do trabalho em instalações elétricas. A seguir é abordado cada um destes riscos associados às atividades de competência de equipes de manutenções em subestações.

2.1.4.1 CHOQUE ELÉTRICO

O choque elétrico consiste na passagem de uma corrente elétrica⁷ através do corpo humano, utilizando-o como condutor. Esta passagem de corrente pode causar um susto, podendo também causar queimaduras, parada cardíaca ou até mesmo a morte (KINDERMANN, 2011).

Para tanto a tabela a seguir apresenta os efeitos da corrente elétrica alternada no corpo humano para frequências oscilantes de 50 e 60 Hz, desconsiderando a duração da ocorrência do choque elétrico. No entanto vale ressaltar que estes valores são estimados e não absolutos, uma vez que diversos outros fatores influenciam sobre a resposta fisiológica de cada indivíduo à passagem decorrente elétrica.

⁷ No caso consiste no movimento ordenado de partículas portadoras de cargas elétricas.

Tabela 6 – Efeitos da corrente elétrica CA no corpo humano (KINDERMANN, 2011).

Corrente (mA)	Reação Fisiológica	Consequência	Socorro/ Tratamento	Resultado Final Esperado
Até 25	1 mA: limiar de sensação (formigamento). 15 – 25 mA: contrações violentas, impossibilidade de soltar o condutor elétrico, problemas respiratórios.	Quanto mais próxima a corrente de 25 mA maior a chance de haver problemas respiratórios e consequentemente a morte aparente.	Respiração Artificial	Restabelecimento
25 - 80	Extrema sensação de desconforto, contrações violentas, asfixia	Morte aparente	Respiração Artificial	Restabelecimento
> 80	Asfixia imediata, fibrilação ventricular, alterações musculares (químicas), queimaduras.	Morte aparente	Respiração artificial, massagem cardíaca.	Restabelecimento
Ordem de Ampères	Queimaduras, necrose do tecido, fibrilação ventricular, asfixia imediata, danos posteriores provenientes da eletrólise.	Morte aparente, queimaduras, sequelas e morte.	Respiração artificial, massagem cardíaca, tratamento hospitalar.	Caso sobreviva, o indivíduo apresentará sequelas tais como: queimaduras, atrofia muscular, deformidades diversas entre outras.

2.1.4.2 ARCO ELÉTRICO

O arco elétrico pode ser resumido como um curto-circuito fechado através do ar, quando a isolação entre dois condutores ou um condutor e a terra é rompida ou não suporta mais a tensão aplicada, já sua temperatura pode atingir mais de 10000 °C, liberando luz intensa e forte barulho.

Logo uma enorme quantidade de energia é descarregada a partir do equipamento elétrico, espalhando gases quentes e metal derretido, podendo causar severas queimaduras a quem estiver trabalhando nas proximidades. As fortes ondas de pressão que saem chegam a arremessar ferramentas e outros objetos, que podem atingir e danificar outras áreas da instalação ou até mesmo ferir pessoas que estejam presentes no local (PINHEIRO JR, 2014).

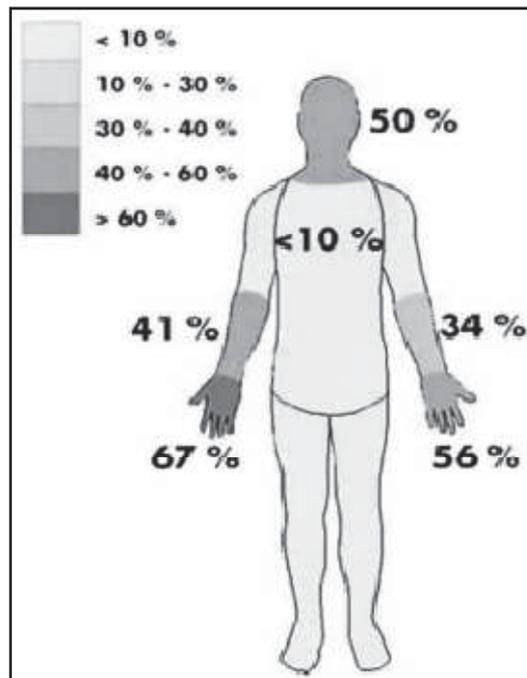


Figura 22 – Distribuição das lesões por queimaduras provocadas pela ação do arco no corpo humano (HOAGLAND,2012).

A NFPA 70E possui duas metodologias de cálculo para estimar os valores de energia incidente. O primeiro método, considerado método teórico, estima a energia incidente baseando-se em um valor teórico máximo (LEE, 1982). Por esse método, aplicável para arcos elétricos ocorridos em ambiente aberto e tensão superior a 600 V, a energia incidente é determinada pela equação:

$$E_i = \frac{0,5116 \cdot I_{cc} \cdot V \cdot t}{d^2}$$

Por ser um modelo teórico, os valores de energia incidente calculados por esse método são muito elevados. Porém, pode ser aplicado em substituição aos outros métodos quando as condições de contorno não forem devidamente respeitadas. Para arcos ocorridos em ambiente

aberto e tensões inferiores a 600 V, a NFPA 70E disponibiliza a estimativa da energia incidente através da equação seguinte:

$$E_{ia} = 3,9489 \cdot d^{-1,9593} \cdot t \cdot (0,0016 \cdot I_{cc}^2 - 0,0076 \cdot I_{cc} + 0,8938)$$

Já em ambientes fechados e tensões inferiores a 600 V, de acordo com a NFPA 70E, deve ser aplicada a equação a seguir para estimativa de energia incidente:

$$E_{if} = 4,6295 \cdot d^{-1,4738} \cdot t \cdot (0,0093 \cdot I_{cc}^2 - 0,3453 \cdot I_{cc} + 5,9675)$$

Em que:

- E_i – energia máxima incidente conforme ambiente, sendo índices: a (aberto) e f (fechado), em cal/cm².
- I_{cc} – corrente de curto-circuito, em kA, dentro dos limites de 16 a 50 kA.
- V – tensão nominal de linha, em kV.
- t – tempo de duração do arco, em s.
- d – distância de trabalho do ponto de arco elétrico, em m.

Visto que a estatística mostra que 65% dos acidentes sob ação de arco elétrico ocorrem durante as manutenções, as primeiras e as mais importantes atitudes a serem tomadas consistem (MARDEGAN, 2019):

- Executar todas as atividades sob supervisão local.
- Acompanhar os serviços com técnico de segurança.
- Elaborar APR para as atividades a serem desenvolvidas na manutenção.
- Realizar DDS focando os pontos de maior risco.
- Adotar procedimentos de prevenção.
- Proceder desenergização se possível, conforme preceitos da NR 10.
- Elaborar procedimentos detalhados para manutenção, passo a passo.
- Utilizar pessoal qualificado e habilitado para as atividades.
- Estruturar e especializar a equipe de manutenção.
- Utilizar equipamentos de categoria, classe e isolamento apropriadas.
- Avaliar riscos intrínsecos e existentes no ambiente.

2.1.5 ATIVIDADES GERAIS DE MANUTENÇÃO EM SUBESTAÇÕES

Propondo uma manutenção proativa de uma subestação, ocorre a exigência de aspectos de segurança, proteção e treinamento. Ainda neste quesito e ressaltando a necessidade de melhorar o desempenho da manutenção todas as possibilidades devem ser previamente levantadas, estudadas, planejadas e executadas.

Nesse sentido a automação da subestação deve passar pela escolha do correto protocolo de comunicação que permita a perfeita integração de todos os dispositivos de comando, supervisão, controle e proteção.

Preferencialmente as proteções devem ser sincronizadas numa mesma base de tempo de forma a facilitar a análise dos possíveis eventos minimizando o MTTR, facilitando o retorno da operabilidade da subestação o mais rápido possível após a ocorrência de um evento interventor. O registro dos dados dos eventos permite a formação de históricos que auxiliam no gerenciamento de recursos necessários.

Para tanto a manutenção proativa de subestações deve ser desenvolvida sob três pilares já sacramentados pela manutenção:

- Manutenção Preventiva: sistemática ou programada, condicional (monitoramento com administração de dados) e sob ensaios de campo (manutenção preditiva).
- Manutenção Corretiva: melhoramentos tecnológicos, sob reparação, e ação emergencial.
- Manutenção Evolutiva: *up grades* e *retrofitting*⁸, inovações mercadológicas, *expertises* e *know-how* próprio desenvolvido.

2.1.5.1 MANUTENÇÃO PREVENTIVA

A manutenção preventiva tem como objetivo minimizar as paradas não programadas, devidas a defeitos de origem elétrica, de modo que através de uma parada programada, se possa ter um diagnóstico dos equipamentos e sistema elétrico e realizar o diagnóstico de falhas em equipamentos devido à operação e isolamento. A manutenção preventiva típica visa avaliar e verificar os principais equipamentos da subestação. A seguir são apresentados os equipamentos e sua avaliação preventiva (MARDEGAN, 2019):

⁸*Up grades e Retrofitting*: termos adotados pela engenharia para designação de processo de modernização com inclusão de novas tecnologias ou recursos a sistemas mais antigos.

- Pára-Raios: Testes - verificação de corrente de fuga (se possível), medição da resistência de isolamento, teste de contador de descarga. Serviços e inspeções - inspeção visual, limpeza dos isoladores, verificação da base isolante, inspeção do cabo de aterramento, verificação e reaperto das conexões, verificação do microamperímetro e registro dos dados de placa.
- Chaves-Seccionadoras: Testes - operacionais padrões, medição da resistência de isolamento, medição da resistência de contato. Serviços e inspeções - inspeção visual: isoladores, contatos, mecanismo de operação, pressão dos contatos, fiação de controle, contatos auxiliares, ferragens, conectores de energia, de controle e de aterramento, fixações, alinhamento, nivelamento, pintura e galvanização, suporte, limpeza dos isoladores, colunas, contatos e caixa de comando, reaperto de conexões de potência e comando, lubrificação do mecanismo e articulação, verificação de intertravamentos, e comandos de abertura e fechamento, verificação da simultaneidade de abertura e de fechamento, verificação do mecanismo de operação e eventuais ajustes, verificação da chave de aterramento (quando existir), e registro dos dados de placa.
- Transformadores de Corrente (TC's): Testes - relação de transformação, medição da resistência ôhmica dos enrolamentos e do isolamento, medição do fator de potência do isolamento, levantamento da curva de excitação secundária (feita em comissionamentos), ensaio de polaridade (feita em comissionamento). Serviços e inspeções: inspeção visual: corpo isolante, conectores de energia e de aterramento, ferragens, pintura, fixações, nivelamento, verificação de eventuais vazamentos de óleo, nível de óleo (visor tanque de expansão), limpeza geral, verificação e reaperto das conexões (após testes), verificação das condições da caixa de terminais do secundário e reaperto das conexões e registro dos dados de placa.
- Transformadores de Potencial (TP's): Testes - resistência ôhmica dos enrolamentos e de isolamento, relação de transformação (RT), medição do fator de potência do isolamento e teste da polaridade. Serviços e Inspeções - inspeção visual: corpo isolante, conectores de energia e de aterramento, ferragens, pintura, fixações, nivelamento, vazamentos de óleo, nível de óleo (visor tanque de expansão), limpeza geral, verificação e reaperto das conexões (após testes), verificação das condições da caixa de terminais do secundário e reaperto das conexões e registro dos dados de placa.
- Disjuntores: Testes - medição da resistência ôhmica de isolamento, medição da resistência ôhmica dos contatos, medição da simultaneidade de pólos, medição do tempo

de abertura e fechamento dos contatos, medição do fator de potência de isolamento. Serviços e inspeções: inspeção visual dos conectores, isoladores e caixa de comando, verificação do nível de óleo, verificação da densidade do gás dos pólos, teor de umidade do gás SF₆, inspeção visual dos conectores, isoladores e caixa de comando, limpeza dos isoladores e caixa de comando, reaperto de conexões de potência (após testes) e comando, lubrificação do mecanismo de acionamento e articulações, verificação do mecanismo de acionamento, verificação dos dispositivos de intertravamento, verificação das bobinas, contatos auxiliares, régua de bornes e fiação de comando, verificação do aterramento, substituição do óleo isolante (se necessário) e verificação do desligamento pela proteção (*triptest*).

- Isoladores pedestais: Testes - medição da resistência ôhmica do isolamento, medição do fator de potência de isolamento dos enrolamentos e buchas. Serviços e inspeções - limpeza das buchas com produtos apropriados, reaperto de conexões (após ensaios), verificação quanto à existência de trincas e ou fissuras nas buchas e verificação das conexões de buchas e reaperto das conexões.
- Transformadores: Testes - medição da resistência ôhmica dos enrolamentos e do isolamento, medição da relação de transformação (RT), medição da rigidez dielétrica do líquido isolante, medição do fator de potência de isolamento dos enrolamentos e buchas, teste das proteções intrínsecas (relé de gás, temperatura do óleo/enrolamento). Serviços e inspeções - nível de óleo, temperatura do óleo e do enrolamento, ventilação (manual e automático), comutador automático, secador de ar, limpeza das buchas com produtos apropriados, reaperto de conexões de potência e comando (após ensaios), verificação das caixas, terminais e reaperto dos bornes (após ensaios), verificação do tanque de expansão, verificação quanto à existência de vazamentos em buchas, válvulas, tanque de expansão e radiadores, verificação quanto à existência de trincas e ou fissuras nas buchas, verificação das conexões de aterramento, verificação das conexões de buchas e reaperto das conexões, verificação das condições e do correto funcionamento do comutador de tapes, substituição da sílica gel (caso necessário), verificação da válvula de alívio de pressão e verificação de válvulas de segurança.
- Malha de Aterramento: Testes - medição da resistência ôhmica de aterramento, medição da integridade da continuidade, medição da tensão de passo, medição da tensão de toque. Serviços e inspeções - inspeção visual dos aterramentos de cada equipamento,

inspeção visual do aterramento das estruturas metálicas, inspeção visual do aterramento das grades, reaperto de conexões.

- Painel de Comando, Controle e Proteção: Testes - operacionais padrões, aferição dos IEDs (relés), Loop-Trip-Test (injeção de corrente e tensão nos TC's e TP's de campo - looping test) e verificação da atuação do relé e desligamento do disjuntor, teste dos bloqueios, teste das sinalizações. Serviços e inspeções - inspeção visual, limpeza geral, reaperto das conexões, verificação do aterramento, verificação dos disjuntores de alimentação auxiliar em Vcc e Vca, verificação de lâmpadas e resistências de aquecimento, verificação de bornes, fiação interna e cablagem de campo, verificação do funcionamento das chaves e botões de comando e led's de sinalização, verificação do anunciador de alarmes, verificação dos comandos remotos dos equipamentos de campo e intertravamentos, verificação do correto funcionamento do sistema de transferência automática de linhas, verificação das chaves de aferição para testes dos relés.
- Cabos e muflas: Testes - resistência ôhmica do isolamento, teste de tensão aplicada (hipot), verificação de ausência de resíduos químicos nos eletrodutos e caixas de passagem, condições dos eletrodutos, ausência de escavações (sinalizar). Serviços e inspeções - inspeção visual (terminações, eletrodutos, leitos e caixas de passagem), verificação das terminações (muflas), verificação da identificação dos cabos, limpeza do compartimento e reaperto das conexões de força (após testes).

Entre outros aspectos a manutenção em seus preceitos básicos propõe ainda a avaliação visual: vazamentos, nível de líquido isolante, aterramentos e aparência, manchas, trincas, corrosão, umidade, etc, a limpeza e o reapertos das conexões eletromecânicas.

2.1.5.2 MANUTENÇÃO PREDITIVA

Através do acompanhamento periódico de vários parâmetros dos equipamentos, baseado na análise de dados coletados através de monitoração ou inspeções em campo, é uma técnica eficaz no sentido de prever as falhas nos sistemas ou equipamentos. Permitindo a operação contínua pelo maior tempo possível.

As técnicas de monitoramento na manutenção preditiva, ou seja, baseadas em condições, incluem: inspeção visual, análise de vibrações, termografia, análise cromatográfica dos gases dissolvidos em transformadores, análise físico química de óleo de transformadores, ultrassonografia e outras técnicas de análise não-destrutivas.

Planejamento da manutenção preditiva através da definição dos equipamentos que terão manutenção, das inspeções a serem realizadas e variáveis a serem monitoradas, da periodicidade das inspeções, da definição de procedimentos e limites para o monitoramento, do registro dos dados para formação de histórico de cada equipamento e conseqüente emissão de laudos técnicos.

- Termografia: criada na década de 60, a termografia é a ciência da aquisição e análise de informações térmicas a partir de dispositivos de obtenção de imagens térmicas. Áreas de abrangência: transformadores, painéis, pára-raios, cabos e terminações, isoladores, barramentos, relés, disjuntores, muflas/terminações, caixas de passagem e outros equipamentos elétricos. Problemas identificados pela termografia: pontos de aquecimento nos circuitos elétricos, circuitos subdimensionados, má distribuição de carga entre as fases dos circuitos, folgas em conexões elétricas, fugas em buchas de seccionadoras, aquecimentos nos barramentos, aquecimentos em corpo de fusíveis, aquecimento em leitos de cabos e problemas em equipamentos.
- Ultrassonografia: ferramenta de manutenção preditiva muito conhecida na área mecânica, que também é aplicável a sistemas elétricos, identificando falhas em sistemas elétricos através da detecção do nível de ruído. Áreas de abrangência: transformadores, painéis elétricos, pára-raios, cabos e terminações, isoladores, barramentos, relés, disjuntores, muflas e terminações, caixas de passagem e outros equipamentos. Problemas identificados pelo ultra-som: arco elétrico⁹, corona¹⁰ (*tracking* destrutivo), descargas elétricas parciais ou embrionárias (antes de se tornarem um arco elétrico propriamente dito).
- Cromatografia: análise de óleo isolante em transformadores através da determinação da concentração dos gases dissolvidos no óleo mineral isolante. O envelhecimento natural do equipamento pode ser remediado com a eliminação desses gases imersos no óleo, pois a utilização de óleo de má qualidade acarreta sérios danos ao equipamento, logo a importância do trabalho de prevenção possibilitado pela detecção de qualquer defeito ainda no estágio inicial a partir da avaliação da composição dos gases e da rapidez com que eles são formados: gás hidrogênio (H₂) - descargas por corona no óleo, monóxido de carbono (CO) - degradação de materiais celulósicos, dióxido de carbono

⁹O arco elétrico ocorre toda a vez que existe uma interrupção do ar, seguido de passagem de corrente, a maior parte das faltas em sistemas elétricos industriais inicia-se por falha de isolamento, ou seja, através de arco.

¹⁰Ocorre quando a tensão em um condutor elétrico excede ao gradiente de potencial do ar que circunda este condutor e começa a ionizá-lo e formar uma nuvem azul ou púrpura ao redor.

(CO₂) - degradação de materiais celulósicos, gás metano (C₄) - descargas por corona no óleo, gás etileno (C₂H₄) - decomposição do óleo a temperaturas típicas de sobreaquecimento (1000 a 15000 °C), gás etano (C₂H₆) e acetileno (C₂H₂) - falhas por arco de alta intensidade a milhões de graus Celsius.

- **Análise físico-química:** análise de óleo isolante em transformadores através da determinação da condição de isolamento e o estado de envelhecimento do óleo mineral isolante. Os resultados são comparados aos valores pré-estabelecidos em normas, sendo que valores fora dos limites especificados indicam necessidade de tratamento termo vácuo, substituição ou regeneração do óleo mineral. **Cor:** um rápido aumento da cor indica deterioração ou contaminação do óleo. **Rigidez dielétrica:** consiste em medir a capacidade de um óleo suportar tensões elétricas e indicar a presença de contaminantes como água e partículas condutoras. **Teor de água:** um elevado teor de água acelera a deterioração química do papel isolante e é indicativo de condições de operações indesejáveis, que requerem correções. **Acidez:** indica que o óleo contém qualquer material ácido que além de aumentar a oxidação do óleo e formar borras, pode também promover a degradação do papel. **Tensão Interfacial:** indica a presença de contaminantes polares que são substâncias quimicamente ativas e, portanto vão acelerar o envelhecimento do óleo. **Fator de perdas dielétricas (fator de dissipação ou fator de potência):** um alto fator de perdas é uma indicação de presença de contaminantes ou de produtos de deterioração, como umidade, carbono ou matérias condutoras, sabões metálicos e produtos de oxidação.

2.1.5.3 MANUTENÇÃO EVOLUTIVA

A manutenção evolutiva refere-se às atividades relacionadas à criação de novas funcionalidades, alteração e/ou exclusão de funcionalidades existentes, por meio de configuração, parametrização e/ou customização da solução adotada, a partir de especificações elaboradas ou revisadas.

Neste quesito a manutenção fundamentada 4.0 encontra-se ancorada, visando estabelecer ações de melhoria do processo de manutenção através da coleta online de dados e estabelecimento de um banco de dados de comportamento funcional, dos componentes e equipamentos presentes na subestação.

2.1.6 CONFIABILIDADE APLICADA A DESEMPENHO

A confiabilidade de uma subestação, conseqüentemente seus componentes associados, pode ser compreendida como uma medida do grau de desempenho satisfatório deste, sob condições especificadas de operação. Avaliar a confiabilidade representa uma tentativa de quantificar a qualidade do desempenho, com base na teoria das probabilidades. Dessa forma, confiabilidade pode ser definida como a probabilidade de um sistema executar a função pretendida durante um intervalo de tempo específico e sujeito a determinadas condições. Neste contexto, o objetivo da manutenção centrada em confiabilidade é garantir que a subestação e seus equipamentos estarão disponíveis, quando requeridos.

Na definição sobre confiabilidade, quatro importantes fatores são considerados: a probabilidade, o desempenho, o tempo e as condições de operação. A teoria de probabilidade é necessária para a avaliação quantitativa do problema. O desempenho deve ser claramente definido, entretanto o tempo considerado pode ser contínuo, ou alguma ocasião específica de curta duração e finalmente, as condições de operação (ambiente, severidade das solicitações, etc.) devem ser bem especificadas, pois possuem grande influência no desempenho do objeto funcional. Outra questão importante relacionada à confiabilidade é a definição de sistemas não reparáveis e sistemas reparáveis (QUEIROZ, 2020).

2.1.6.1 FALHAS

As falhas consistem na interrupção ou alteração da capacidade de um item da subestação desempenhar uma função requerida ou esperada. Prevenir e corrigir falhas constituem-se nos principais objetivos da manutenção, logo é necessário conhecer as formas como os sistemas falham, para tanto as falhas podem ser classificadas sobre os seguintes aspectos (SALMAZO, 2012):

- Origem: as falhas podem ter origem primária, em decorrência de deficiências próprias de um componente, levando-se em conta os limites normais de operação. Em se tratando de origem secundária, onde a operação se apresenta fora dos limites normais, tais como descarga atmosférica, sobre cargas e outros, ou falhas de origem humana como ordens errôneas do operador ou uso inadequado pelo usuário.
- Extensão: as falhas podem ser parciais, em conseqüência do desvio de alguma característica funcional do item, além dos limites especificados, mas sem perda total de sua

funcionalidade. Situações onde ocorrem a perda total da função requerida se classificam como completa.

- Velocidade: as falhas podem ser graduais, quando percebidas ou previstas por uma inspeção antes de sua ocorrência e caso contrário se denomina como falhas repentinas.
- Manifestação: quando ela ocorre simultaneamente de forma gradual ou parcial, podendo tornar-se completa ao longo do tempo, a forma de manifestação é entendida como degradação, contrariando as falhas catastróficas, que ocorrem simultaneamente de forma repentina e completa. Também existem ainda as falhas intermitentes, que persistem por tempo limitado, após o qual o item aparentemente se recupera sem qualquer ação externa.
- Criticidade: condições perigosas ou inseguras para quem opera, mantém ou depende do ativo e que podem causar grandes danos materiais ou ambientais são falhas críticas, senão classifica-se como não-críticas.
- Idade: podem ser prematuras, quando ocorrem durante o período inicial de vida do equipamento. A ocorrência de maneira imprevisível, durante todo o período de vida útil do ativo define a falha como aleatórias. Dentro de uma normalidade sempre se espera falhas progressivas, que ocorrem durante o período de vida útil, como resultado de desgaste, deterioração e envelhecimento.
- Potencial: definida como uma condição identificável e mensurável que indica uma falha funcional pendente ou em processo de ocorrência
- Funcional: definida pela incapacidade de um item desempenhar uma função específica dentro de limites desejados de desempenho, já as falhas funcionais podem ser classificadas em: evidente quando detectada pela equipe de operação durante o trabalho normal; oculta: não pode ser detectada pela equipe de operação durante o trabalho normal e múltipla: combinação de uma falha oculta mais uma segunda falha, ou evento, que a torne evidente.

2.1.6.2 COMPONENTES REPARÁVEIS

Um sistema reparável é um conjunto de elementos em que a ocorrência de avaria não significa o fim da operacionalidade, mas somente uma interrupção dessa mesma funcionalidade.

Para componentes reparáveis, o comportamento probabilístico no intervalo de tempo, que vai desde a colocação em operação até a falha, pode ser descrito ainda pela função confiabilidade $R(t)$. Entretanto, tal função não representa a probabilidade de se encontrar o componente funcionando, num instante genérico, levando-se em consideração a possibilidade de conserto (ou de troca). Esta probabilidade é representada pela disponibilidade D do componente, que é a fração do tempo que o componente passa em operação.

Analogamente, chama-se indisponibilidade I a fração de tempo que o componente passa fora de operação (durante o conserto ou durante a operação de substituição). A indisponibilidade representa a probabilidade de o componente ser encontrado fora de operação, em um instante genérico. Obviamente têm-se: $D+I=1$ e assim, se certo componente passa 95% do tempo operando normalmente, e 5% em conserto, podendo então estimar que a probabilidade de ser encontrado em operação, amostrando-se ao acaso um instante qualquer de tempo, é de 0,95. Da mesma forma, a probabilidade de se encontrar o componente fora de operação, por amostragem ao acaso no tempo, é de 0,05. A indisponibilidade também é chamada de "probabilidade de falha".

Observa-se que a função confiabilidade $R(t)$ de objetos não reparáveis foi definida para regime transitório, enquanto que as probabilidades anteriormente referidas dizem respeito a regime permanente. Dessa forma, uma escolha adequada para definir a confiabilidade de objetos reparáveis é tornar a confiabilidade igual à disponibilidade. Se os objetos estão sempre na sua vida útil (novos ou consertados), a disponibilidade será constante e a confiabilidade também.

O comportamento de um componente reparável ao longo do tempo, em regime permanente, pode ser ilustrado graficamente pela figura a seguir.

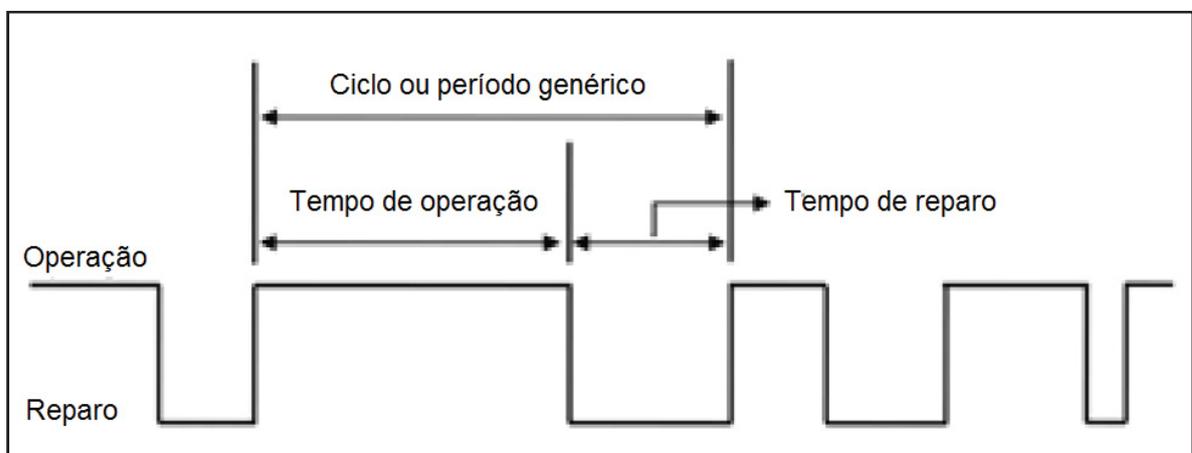


Figura 23 – Comportamento de equipamento reparável ao longo do tempo (QUEIROZ, 2020).

Tomando-se a média dos tempos de operação, verifica-se que coincide com o tempo médio para falha, *MTTF*. Suponha-se agora que o tempo necessário para o reparo possa também ser considerado uma variável aleatória, com certa distribuição. A média desta nova variável aleatória é chamada "tempo médio para reparo", ou *MTTR*.

A soma *MTTF* + *MTTR* constitui o ciclo ou período médio do desempenho do objeto, e é chamado "tempo médio entre falhas", ou *MTBF*:

$$MTBF = MTTF + MTTR$$

Como a disponibilidade *D* do objeto funcional é a fração do tempo passado em operação, resulta:

$$D = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{MTTF}{MTBF}$$

Como a indisponibilidade *I* do objeto funcional é a fração do tempo passado fora de operação, resulta:

$$I = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{MTTR}{MTBF}$$

Toma-se, então, a disponibilidade *D* como representando a confiabilidade *R* do objeto em regime permanente.

$$R = D = \frac{MTTF}{MTBF}$$

Para determinação exponencial dos tempos de falha com parâmetro λ , observa-se que:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda}$$

Em que λ representa o número médio de falhas por unidade de tempo. Supõe-se que os tempos de conserto também obedecem a uma distribuição exponencial, com parâmetro μ , resultando, analogamente, em:

$$MTTR = \frac{1}{\mu}$$

Em que é o número médio de consertos por unidade de tempo. Destas duas últimas expressões, resulta:

$$R = D = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$$

E, conseqüentemente, a indisponibilidade pode ser expressa:

$$I = \frac{\lambda}{\mu + \lambda}$$

2.1.6.3 MODELAGEM COMBINATÓRIA

Os modelos combinatórios usam técnicas probabilísticas que enumeram os diferentes caminhos em que um sistema possa permanecer operacional. A confiabilidade de um sistema está geralmente associada à confiabilidade dos componentes individuais que compõem o sistema, sendo os dois modelos de sistema mais comuns na prática são os modelos série e paralelo.

Em um sistema série, é necessário que cada elemento do sistema opere sem falhas para que todo o sistema opere corretamente enquanto que, em um sistema paralelo, somente um dos vários elementos em paralelo pode estar operacional para que todo o sistema funcione corretamente. Na prática, os sistemas são tipicamente combinações de subsistemas séries e paralelos.

Os sistemas série são sistemas que não possuem qualquer tipo de redundância. Uma maneira de representar esses sistemas é utilizar um diagrama em bloco de confiabilidade. Esse diagrama é representado como um diagrama de fluxo com uma entrada e uma saída do sistema.

Cada elemento do sistema é um bloco e, no caso do sistema série, os blocos são alocados de forma que as saídas de cada bloco consistem na entrada do bloco subsequente. Um diagrama em blocos genéricos de um sistema série, contendo n elementos, é mostrado na figura a seguir (QUEIROZ, 2020):

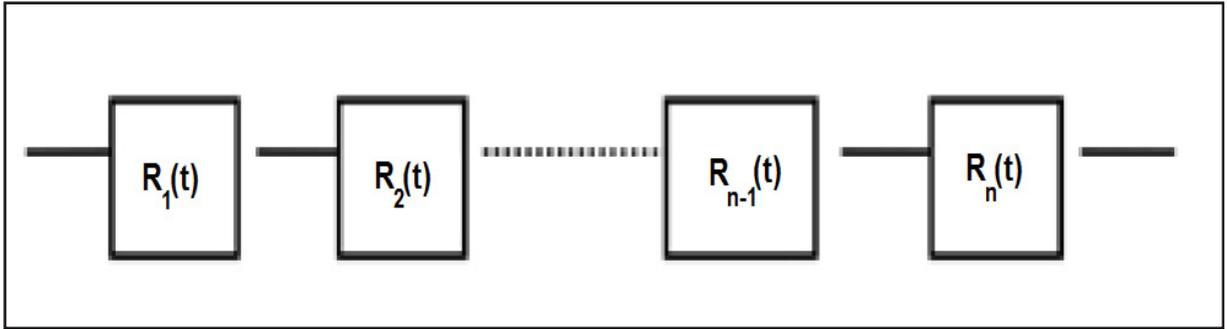


Figura 24 – Sistema série de n blocos (QUEIROZ, 2020).

Independentemente das distribuições usadas para calcular o a confiabilidade de cada bloco (ou subsistema), a fórmula para calcular a confiabilidade do sistema série é:

$$R_s(t) = R_1(t) \cdot R_2(t) \dots R_{(n-1)}(t) \cdot R_n(t)$$

Em que:

- $R_s(t)$ – confiabilidade do sistema série.
- $R_i(t) \forall \{1 \leq i \leq n\}$ – confiabilidade de cada bloco.

Já em um sistema paralelo, é necessário que apenas um dos n componentes idênticos em paralelo esteja funcionando para que todo o sistema esteja operando corretamente. O diagrama de confiabilidade em blocos é mostrado na figura abaixo:

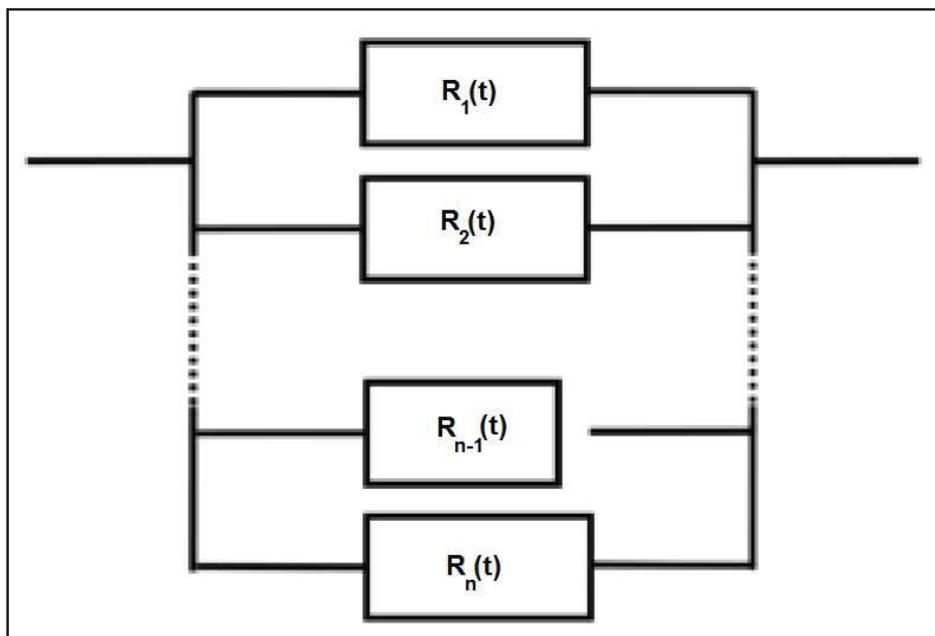


Figura 25 – Sistema paralelo de n blocos (QUEIROZ, 2020).

Para o cálculo da confiabilidade em sistemas paralelos, é necessário determinar a não-confiabilidade de cada bloco primeiramente. A não-confiabilidade $U(t)$ de um sistema é também uma função do tempo definida como uma probabilidade condicional que um sistema operará incorretamente durante o intervalo $[t_0, t]$, dado que o sistema estava operando corretamente no instante t . A não-confiabilidade pode ser obtida através da seguinte expressão:

$$U_i(t) = 1 - R_i(t)$$

Em que:

- $U_i(t)$ – não-confiabilidade de um bloco i .
- $R_i(t)$ – confiabilidade de um bloco i .

Neste caso, a confiabilidade do sistema paralelo apresentado na figura anterior pode ser obtida da seguinte maneira:

$$R_s(t) = 1 - [U_1(t) \cdot U_2(t) \dots U_{(n-1)}(t) \cdot U_n(t)]$$

Em que:

- $R_s(t)$ – confiabilidade do sistema paralelo.
- $U_i(t) \forall \{1 \leq i \leq n\}$ – não confiabilidade de cada bloco.

Logo, um sistema em paralelo possui maior confiabilidade quando comparado a um sistema série dotado dos mesmos equipamentos, o que comprova que sistemas com redundância operativa incorporam maior taxa de disponibilidade.

2.1.6.3 TAXA DE FALHAS E INDISPONIBILIDADE SUBESTAÇÃO

A taxa de falhas de dispositivos, componentes e equipamentos nos informa o número de falhas que se pode esperar por unidade de tempo. Durante o tempo de vida útil de um dispositivo frequentemente assume-se uma taxa de falha constante. Ainda assim estas taxas de falhas podem vir a partir de cálculos teóricos ou a partir das experiências constatadas em campo.

A taxa de falha é muito útil na previsão de custos de manutenção, mas não revela o histórico que dado componente, dispositivo ou equipamento estará disponível a operar quando solicitado. Mesmo assim, torna-se necessário considerar a indisponibilidade deste, pois a indisponibilidade é componente da fração de tempo que este não pode executar mais sua função.

A tabela a seguir apresenta um resumo de valores médios de indisponibilidade de equipamentos presente em subestações consumidoras.

Tabela 7 – Confiabilidade equipamentos de subestações (QUEIROZ, 2020).

Componente	Indisponibilidade (.10⁻⁶)
Cabos e barramentos	300
Chaves seccionadoras	200
Disjuntores	300
Relé de proteção	18
Transformador de corrente	11
Transformador de potência	500
Transformador de potencial	44

A média de disponibilidade anual de subestações consumidoras típicas de BT, levando em conta falhas internas¹¹ é da ordem de 98%, sendo que os principais componentes que apresentam falhas são: contatos de chaves seccionadoras de manobra, transformadores de potência e disjuntores AT. (SCHIMIDT, 1978).

¹¹ Falhas internas relacionadas aos componentes da subestação, sendo que falhas decorrentes de inoperabilidade da concessionária e eventos de origem natural (raios) não são contabilizados.

CAPÍTULO 3

3. DISCUSSÕES E RESULTADOS

3.1 MANUTENÇÃO PROATIVA

Embora a concepção comumente adotada de que as subestações consumidoras são robustas por si só já tenha sido amplamente estabelecida na condução de rotinas de manutenção, o descaso observável, visto a importância de falhas originadas nas mesmas e a perda de recursos financeiros advindos da omissão deste evento torna-se perceptível, demonstrando a fragilidade e a necessidade de avaliação de tais ocorrências em estudos de confiabilidade e manutenção proativa.

Neste sentido a uma complementação das rotinas de manutenção, sendo a preventiva orientada pela preditiva, permitindo desta forma um controle maior da situação, evitando imprevistos e condicionando um planejamento preciso das ações de manutenção. As atividades de inspeção e a realização de ensaios possibilitam verificar a real condição dos equipamentos e permitem identificar com antecedência os indícios iniciais de uma possível falha. Entretanto informações e parâmetros em tempo real de desempenho para uma análise comportamental vêm a tornar-se condicionante requisito para a implantação de uma manutenção 4.0, especialmente ligada à informações contidas em banco de dados. Neste quesito a proposta para uma nova condução de manutenção é apresentada.

3.1.1 TOPOLOGIAS ATUAIS DE SUBESTAÇÕES CONSUMIDORAS

As topologias das subestações consumidoras atuais se apresentam totalmente isentas de informações comportamentais em acessibilidade online. Tal fato deve-se ainda aos custos de dispositivos, redes, protocolos, instalação, *retrofitting*, riscos e ao paradigma conceitual de difícil quebra que insere a subestação a qualificação de robustez que ainda se impõe aos gestores de manutenção.

A figura a seguir apresenta uma subestação consumidora típica, comumente encontrada em vários estabelecimentos, com cubículos de medição, proteção e transformação. Estas subestações dificilmente são automatizadas e apresentam conectividade para sensoriamento-comportamental de seus equipamentos presentes, qual seja do lado AT ou BT, tal fato é ainda refletido pela omissão de manutenções preventivas, sendo somente lembradas para ações de manutenção corretiva.

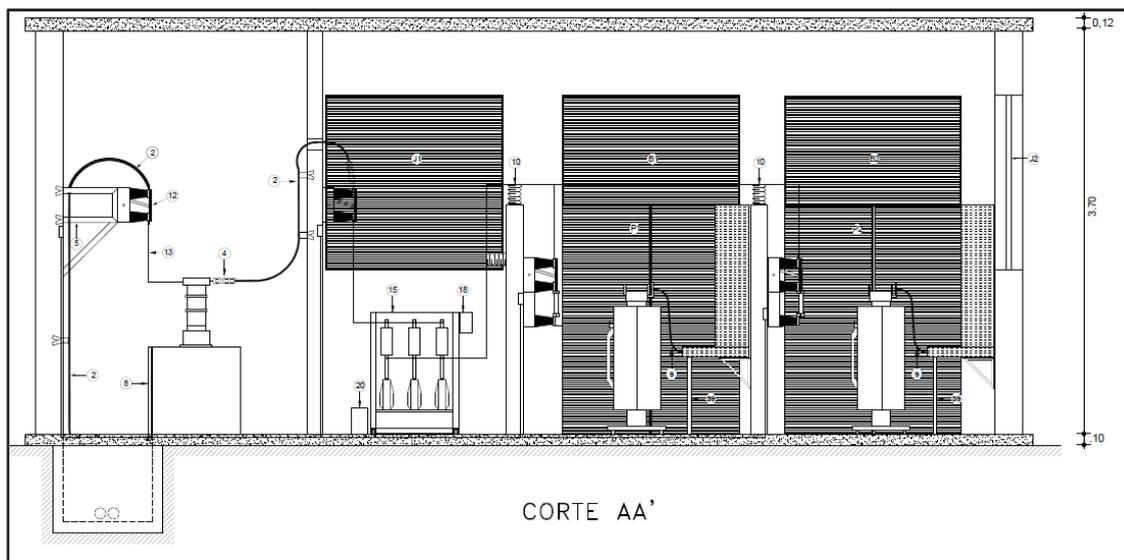


Figura 26 – Subestação consumidora abrigada típica.

3.1.2 BENEFÍCIOS PROPOSTOS PARA UMA MANUTENÇÃO PROATIVA

Com o mercado cada vez mais competitivo, a busca pela excelência e qualidade são metas fundamentais para o sucesso de qualquer empreendimento. Paradas e falhas inesperadas caminham no sentido oposto a essa lógica, já que tem um grande impacto no sistema produtivo e conseqüentemente sobre o lucro da empresa. A manutenção proativa, nesta nova fase da indústria 4.0, busca ser um método adotado em todos os setores e mostra resultados satisfatórios na melhoria dos índices de produtividade, sendo ainda que traz consigo os seguintes benefícios:

- Garante a integridade física dos funcionários, pois falhas muitas vezes podem ocasionar acidentes de trabalho, reduzindo significativamente o número de acidentes e colaborando para a melhoria do programa de segurança da empresa.
- Aumenta a vida útil do equipamento, pois quando um componente apresenta algum defeito, ele sobrecarrega o restante do sistema, podendo levar a uma falha total. Detectar previamente um defeito em sua fase inicial, permite corrigi-lo antes que ele se espalhe, elevando consideravelmente a vida útil da subestação como um todo.
- Reduz as paradas não programadas, pois na ocorrência da falha de um equipamento, o consumidor como um todo se encontra submetido a uma parada não planejada. Nesses casos, as perdas vão muito além do que os gastos com os reparos, já que o tempo de interrupção de um equipamento leva a perda de produção e conseqüentemente à redu-

ção de índices de qualidade e eficiência da empresa, atrasos em entregas, insatisfação do cliente e redução dos lucros.

- Reduz custos associados com manutenção, doravante como a manutenção proativa possui conceito de intervenção programada, seu impacto e custo é muito inferior. Devido à periodicidade das inspeções, é possível estabelecer um período ótimo entre elas, tornando mais simples a gestão da manutenção, do estoque de sobressalente e de funcionários.

3.1.3 PERIODICIDADE DE MANUTENÇÕES PROGRAMADAS

Um plano mínimo de manutenção visa definir as atividades mínimas de ação preditiva e preventiva em periodicidades para os equipamentos de maiores indisponibilidade presentes em subestações consumidoras de baixa tensão: pára-raios, transformadores para instrumentos, chaves seccionadoras, disjuntores e transformadores de potência.

As atividades mínimas de manutenção preditiva em subestações consistem em:

- Inspeções visuais.
- Inspeções termográficas nos equipamentos e em suas conexões.
- Ensaios do óleo isolante dos equipamentos.

As inspeções visuais devem ser realizadas regularmente visando verificar o estado geral de conservação da subestação, incluindo a limpeza dos equipamentos, a qualidade da iluminação do pátio e a adequação dos itens de segurança (por exemplo, extintores e sinalização). Durante as inspeções visuais devem ser verificados, entre outras coisas, a existência de vazamentos de óleo nos equipamentos e de ferrugem e corrosão em equipamentos e estruturas metálicas, a existência de vibração e ruídos anormais, o nível de óleo dos principais equipamentos e o estado de conservação de painéis e canaletas e as condições da malha de aterramento.

Já as inspeções termográficas em subestações devem ser realizadas, no mínimo, a cada seis meses, devendo ser avaliados não apenas as conexões, mas todos os equipamentos da subestação.

Para os ensaios do óleo isolante, como envolvem equipamentos específicos, os critérios e periodicidades serão definidos no item a seguir referente a cada um destes equipamentos.

3.1.3.1 PÁRA-RAIOS

A manutenção preventiva de pára-raios deve ser realizada através de verificações gerais do estado de conservação das ferragens e da porcelana, dos invólucros, dos miliamperímetros e dispositivo contador de descargas. A medição da corrente de fuga pela componente resistiva deve ser realizada em locais onde os pára-raios estejam expostos a altas atividades atmosféricas ou muita poluição; ou, ainda, antes de uma temporada de descargas e após períodos com condições climáticas adversas.

3.1.3.2 TRANSFORMADOS PARA INSTRUMENTOS

No caso de transformadores para instrumentos, as atividades mínimas de manutenção preventiva consistem em verificações do estado geral de conservação, limpeza de isoladores, reposição de óleo e/ou gás SF₆ e verificação do estado do material secante utilizado, além dos ensaios de medição de resistência de isolamento e fator de potência.

Já para as chaves seccionadoras, as atividades mínimas de manutenção a serem realizadas nas manutenções preventivas periódicas são:

- Inspeção geral do estado de conservação.
- Verificação da limpeza da parte ativa.
- Limpeza dos contatos e aplicação de lubrificante na superfície do contato.
- Verificação da necessidade de substituição de contatos danificados ou corroídos.
- Verificação dos cabos de baixa tensão e de aterramento.
- Inspeção do armário de comando e seus componentes.
- Verificação do mecanismo de operação.
- Inspeção e limpeza de isoladores, das colunas de suporte e dos flanges dos isoladores.
- Lubrificação dos principais rolamentos e articulações das hastes de acoplamento.
- Verificação do aperto dos parafusos.
- Verificação do funcionamento dos controles locais e da operação manual.
- Verificação dos ajustes dos batentes e das chaves de fim de curso.
- Verificação de ajustes, alinhamento e simultaneidade de operação das fases.
- Medição de resistência de contato.
- Execução de manobras de fechamento e abertura.

- Verificação da operação da resistência de aquecimento, proteção do motor e intertravamento eletromecânico.

3.1.3.3 CHAVES SECCIONADORAS

As manutenções preventivas periódicas de chaves seccionadoras, transformadores para instrumentos e pára-raios devem ser realizadas na periodicidade definida para o equipamento principal da função transmissão a qual estes equipamentos estão associados, buscando o aproveitamento dos desligamentos e uma maior disponibilidade da função transmissão.

3.1.3.4 DISJUNTORES DE ALTA TENSÃO

Para a definição da periodicidade da manutenção preventiva, os disjuntores foram divididos de acordo com a concepção do sistema utilizado para extinção do arco elétrico, ou seja, disjuntores a ar comprimido, disjuntores a grande volume de óleo (GVO), disjuntores a pequeno volume de óleo (PVO) e disjuntores a SF₆. Em todos os casos, as atividades mínimas de manutenção preventiva consistem em:

- Remoção de indícios de ferrugem e lubrificação.
- Verificações do sistema de acionamento e acessórios.
- Aferição de densímetros, pressostatos e manostatos.
- Verificações do circuito de comando e sinalizações e dos níveis de alarmes.
- Verificação das caixas de interligações.
- Verificação de aperto de parafusos.
- Verificação de vazamento em circuitos hidráulicos e amortecedores.
- Verificação de vazamentos de gás ou óleo.
- Execução de ensaios de resistência de contatos do circuito principal.
- Execução de ensaios de operação mecânica.
- Execução de ensaios dielétricos no circuito principal.
- Execução de ensaios nos circuitos auxiliar e de controle.
- Execução de ensaios nas buchas.
- Execução de ensaios de condutividade.
- Medição dos tempos de operação: fechamento, abertura, abertura fechamento, atuação das bobinas e sistema anti-bombeamento.

- Teste do comando local e a distância e acionamento do relé de discordância de pólos.
No caso de disjuntores a óleo:
- Ensaio de rigidez dielétrica do óleo.
No caso de disjuntores a GVO:
- Ensaio de fator de potência e resistência de isolamento do disjuntor.
No caso de disjuntores a ar comprimido:
- Ensaio nos reservatórios de ar comprimido.
No caso de disjuntores a SF₆:
- Ensaio de fator de potência e capacitância dos capacitores;
- Verificação do tanque de ar e do óleo do compressor;
- Verificação de umidade e reposição de gás SF₆.

A partir dos resultados das manutenções preditivas, preventivas e do número de operações dos disjuntores, deve ser avaliada a necessidade de abertura da câmara de extinção e da substituição de contatos, vedações, rolamentos, buchas, molas, gatilhos, amortecedores e componentes elétricos do painel.

A tabela a seguir apresenta as periodicidades para a manutenção preventiva de disjuntores:

Tabela 8 – Periodicidade máxima manutenção disjuntores AT.

Disjuntor tipo	Periodicidade (meses)
Ar comprimido	72
GVO	36
PVO	36
SF ₆ (acionamento a mola)	72
SF ₆ (acionamento pneumático)	72
SF ₆ (acionamento hidráulico)	72

3.1.3.5 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

As atividades mínimas de manutenção em transformadores de potência consistem em:

- Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante.
- Ensaio físico-químico do óleo isolante.

- Manutenção preventiva periódica.

A análise dos gases dissolvidos e o ensaio físico-químico do óleo isolante devem ser realizados conforme as normas técnicas específicas e com a periodicidade definida na tabela a seguir. A manutenção preventiva periódica de transformadores deve ser repetida em período igual ou inferior a seis anos, com a realização, no mínimo, das seguintes atividades:

- Inspeção do estado geral de conservação: limpeza, pintura e corrosão nas partes metálicas.
- Verificação da existência de vazamentos de óleo isolante.
- Verificação do estado de conservação das vedações.
- Verificação do nível do óleo isolante do tanque principal.
- Verificação do aterramento do tanque principal.
- Verificação do funcionamento do relé de gás, do relé de fluxo e da válvula de alívio de pressão do tanque principal.
- Verificação do estado de saturação do material secante utilizado na preservação do óleo isolante.
- Verificação do estado de conservação das bolsas e membranas do conservador.
- Verificação dos indicadores de nível do óleo isolante e dos indicadores de temperatura.
- Verificação do funcionamento do sistema de circulação de óleo.
- Verificação do sistema de resfriamento.
- Medição de vibração e ruído de ventiladores e bombas do sistema de resfriamento.
- Verificação do sistema de comutação manual e automática (se existente).
- Verificação do nível do óleo do compartimento do comutador.
- Inspeção da caixa de acionamento motorizado do comutador.
- Inspeção da fiação e das caixas de interligação.
- Ensaio de fator de potência e de capacitância das buchas com derivação capacitiva.

Em função das manutenções preditivas e preventivas realizadas e do número de comutações realizadas (em transformadores com comutador em carga) deve ser avaliada a necessidade de realização das seguintes atividades na manutenção preventiva periódica destes equipamentos:

- Inspeção interna do comutador.
- Verificação do estado das conexões elétricas do comutador e do sistema de isolamento.
- Verificação do desgaste dos contatos elétricos e troca dos componentes desgastados.

- Ensaio de relação de transformação nos pontos de comutação.
- Verificação do estado do óleo isolante dos comutadores (quando aplicável).
- Verificação do mecanismo de acionamento do comutador.
- Ensaios de fator de potência, de resistência de isolamento e de resistência ôhmica dos enrolamentos.

A tabela a seguir resume as atividades mínimas e periodicidades para a manutenção destas atividades em transformadores de potência.

Tabela 9 – Periodicidade máxima manutenção transformadores de potência.

Atividade	Periodicidade (meses)
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio físico-químico do óleo isolante	12
Manutenção preventiva periódica	72

3.1.4 AÇÕES A DEMANDAS DE INDISPONIBILIDADE

Buscando assumir a concepção da manutenção proativa, os tópicos seguintes apresentam a concepção e abordagem dos principais quesitos de indisponibilidade presentes em uma subestação BT visando compor registro de dados temporais com intuito de interação com preceitos da indústria 4.0.

3.1.4.1 SENSORIAMENTO POR TERMOGRAFIA

A maior parte dos problemas em subestações não está relacionada com máximas temperaturas, mas sim com as diferenças de temperatura em distintas partes dos equipamentos ou sistemas da subestação. Para tanto uma nova abordagem na manutenção de subestações é conceber o monitoramento por termografia online de equipamentos e sistemas de alta probabilidade de falhas. A termografia busca em faixas de temperaturas e sensibilidade térmica observar o comportamento instantâneo do equipamento como um todo, distinguindo e apresentando pontos de diferença térmica acentuada.

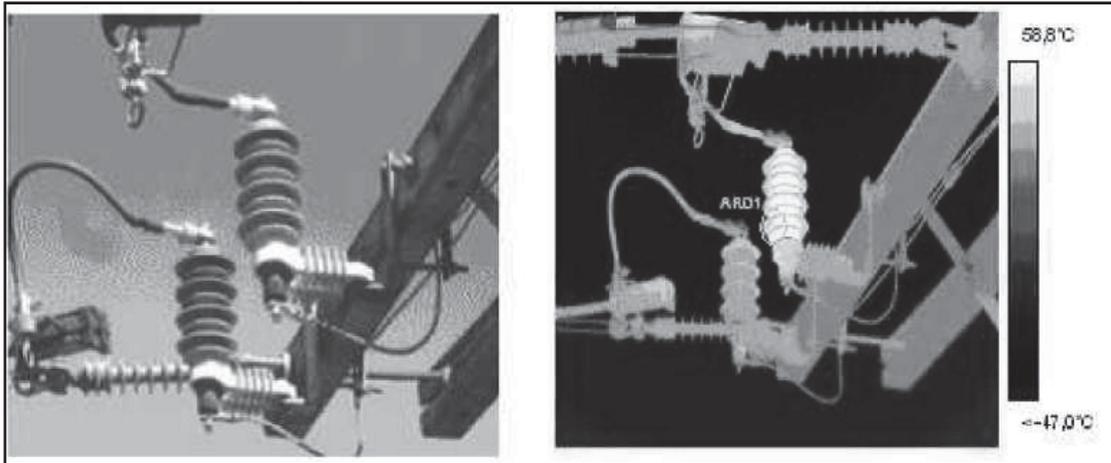


Figura 27 – Termografia aplicada a pára-raios (diferença entre fases).

A figura a seguir apresenta um caso de termografia da conexão da bucha de passagem da entrada de energia em uma subestação abrigada, tal fato é preponderantemente complexo, pois a corrente elétrica tem que ser conduzida através do pino roscado que possui contato de baixa qualidade com as porcas e o conector, sendo que neste caso somente a termografia temporal possibilitaria a avaliação comportamental deste equipamento para eventual intervenção.

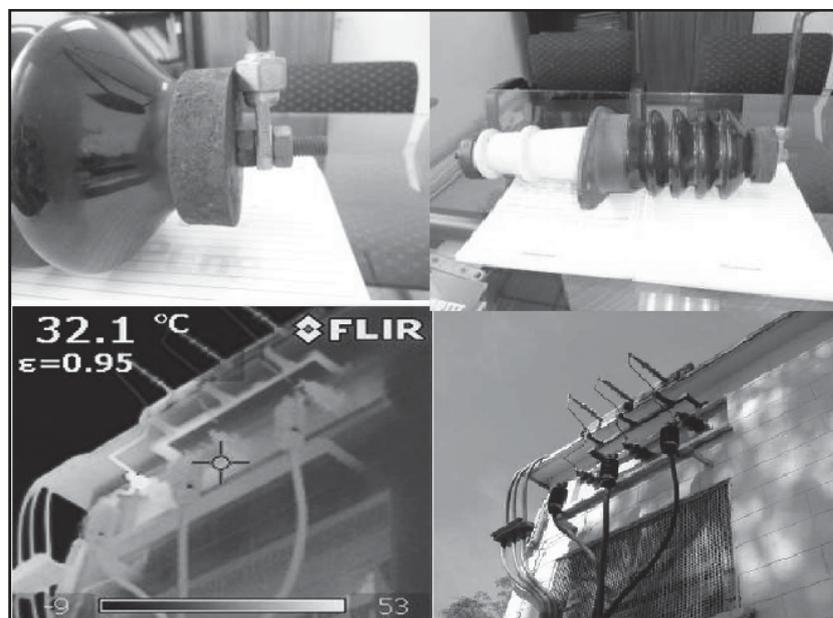


Figura 28 – Termografia realizada em buchas de passagem.

Outro equipamento de grande necessidade de monitoramento temporal de temperatura são os transformadores de potência, para estes uma concepção de monitoramento sob a utilização de sensores de temperatura é apresentada na figura a seguir.

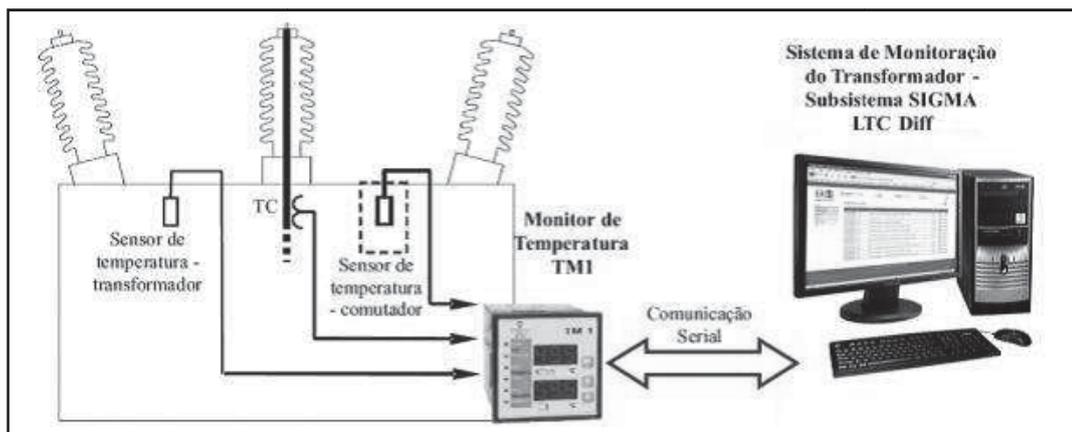


Figura 29 – Monitoramento online de temperatura de um transformador de potência.

Neste contexto à aplicação de sistema supervisorio em rede para monitoramento térmico dos painéis elétricos de BT também são de grande ganho visando obter o comportamento dos dispositivos de proteção e cabearmentos presentes, possibilitando a tomada de decisão e pronto diagnóstico para intervenção, garantindo assim a eficiência energética, a economicidade e a qualidade de energia utilizada pelo consumidor.

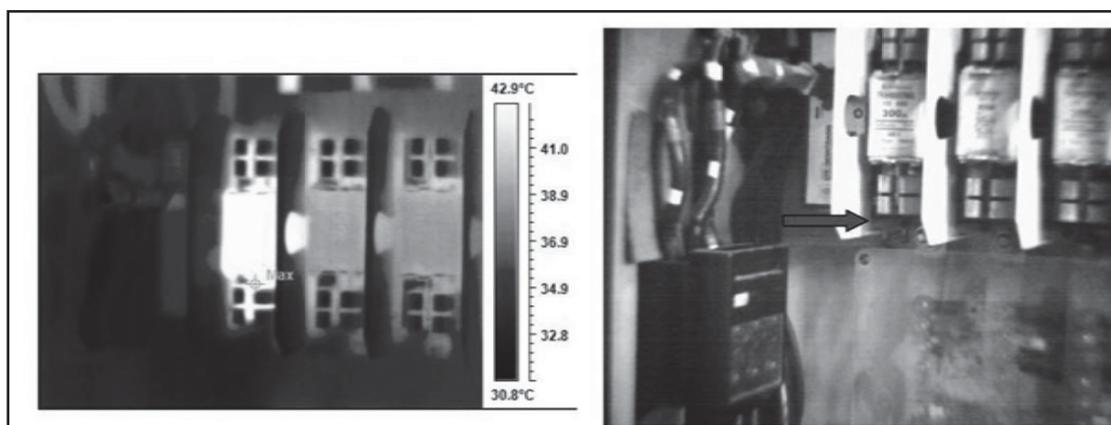


Figura 30 – Monitoramento termográfico disjuntores e fusíveis de um painel de BT.

3.1.4.2 MONITORAMENTO POR ULTRASSONOGRAFIA

Conforme já elucidado a geração do efeito corona possui como principais motivações e abrangência a geometria do material, a poluição do meio, a deformação do campo elétrico e a diminuição da rigidez dielétrica do meio transportante de energia. Na inspeção de efeito corona nos componentes da subestação faz-se uma apologia direta de distúrbios de campo elétrico que provocam a ionização do ar que por sua vez excitam moléculas de nitrogênio e

provocam à emissão de radiação ultravioleta e ruído, baixa isolamento e má qualidade no fornecimento da energia elétrica.



Figura 31 – Inspeção por ultrassom em um disjuntor e painel elétrico.

Este problema é representativamente recorrente aos componentes da subestação associados à conectividade de diferentes formas geométricas no transporte da energia elétrica, notadamente associada ao lado de maior tensão, onde o campo elétrico é mais evidenciado. Logo se torna de vital importância o monitoramento das muflas terminais primárias e terminações presentes também nos transformadores de potência que possuem comportamento de natureza capacitiva no circuito.

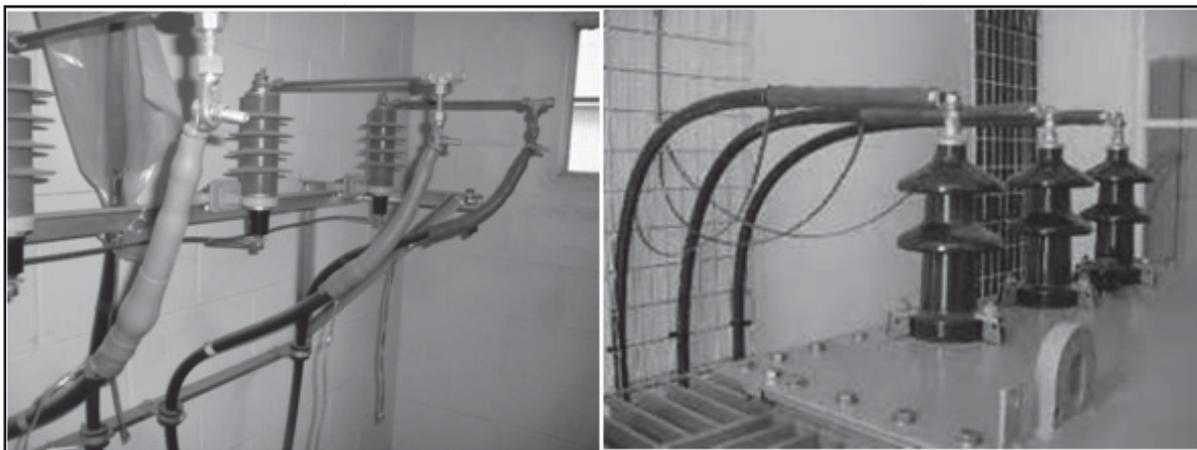


Figura 32 – Muflas terminais poliméricas para deflexão de campo elétrico.

Frente à dificuldade para um sensoriamento temporal deste preceito, a concepção de uma metodologia para monitoramento presencial semestral sob ação ativa de composição de

um banco de dados de comportamento destes componentes é de vital inclusão para concepção de uma manutenção proativa 4.0 e focalizada na prevenção.

3.1.4.3 CROMATOGRAFIA GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO

Recorrente aos transformadores de potência e disjuntores a óleo mineral a cromatografia dos gases presentes no óleo possuem as seguintes fases na fase de manutenção: amostragem, detecção dos gases através de ensaio físico-químico e diagnóstico propriamente dito, possibilitando tecnicamente a tomada de decisão.

Fato é que a presença de gases dissolvidos no óleo tende provocar a ruptura da isolação, evidenciado por descargas parciais dentro dos isolamentos e componentes adjacentes, efeito corona e descargas parciais devido a potenciais flutuantes, ou seja, descargas de baixa energia e falhas térmicas que representam excessiva variação térmica com envolvimento ou não da isolação do equipamento.



Figura 33 – Retirada de amostra de óleo isolante de transformador para análise físico-química.

A tabela a seguir apresenta a variação máxima absoluta de gases dissolvidos em óleo para o ensaio de elevação de temperatura durante a cromatografia gasosa.

Tabela 10 – Máxima variação de gases dissolvidos em óleo mineral.

Gás	H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂
$\Delta(\text{ppm})$	15	2	25	250	1	2	-

Já transformadores de potência a seco enrolados em camadas (*layer wound castcoil*) são mais susceptíveis a ocorrência de ressonância interna provinda de eventos transitórios decorrentes de surtos de manobra através de ações de energização ou desenergização e descargas atmosféricas.

Tal fato ocorre durante o processo eletromagnético de interrupção da corrente elétrica, pois não se consegue obter uma variação de corrente instantaneamente em um indutor, pois teria que ter uma tensão infinita, o que é impossível fisicamente. Entretanto, esta tensão se eleva rapidamente e carrega então, as capacitâncias próprias presentes nos materiais isolantes do transformador sob uma energia capacitiva, ou seja, a energia que estava armazenada nas indutâncias da bobina irá ser transferida para as capacitâncias do isolamento, implicando sob consequência no aumento de tensão sobre o isolamento.

Após a interrupção deste transitório a capacitância do isolamento, qual o transformador encontra-se submetido, irá buscar um novo estado de equilíbrio no sistema energizado e começa então a trocar energias com as indutâncias das bobinas do transformador. Devido às elevadas magnitudes e valores de variação temporal da tensão do processo, os isolamentos não suportam o *stress* gerado, danificando-se, conforme se observa na figura a seguir.

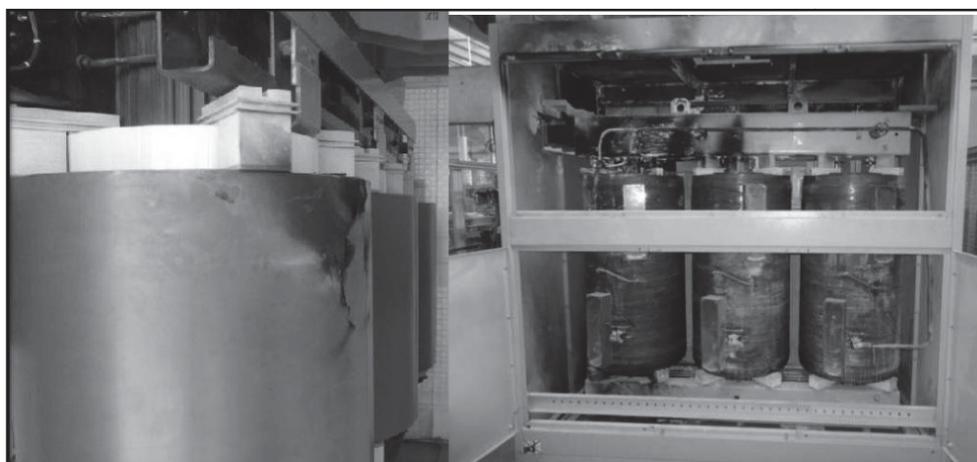


Figura 34 – Isolamento danificado de transformadores a seco.

Uma medida mitigatória ao problema é a inserção de dispositivos protetores de surto e circuitos *snubbers*¹² visando proteger o transformador em decorrência de ondas de alta frequência providas de eventos transitórios.

¹²*Snubbers* são frequentemente usados em sistemas elétricos para auxiliar “amortecendo” a carga indutiva, onde a interrupção súbita do fluxo de corrente leva a um forte aumento na tensão através do dispositivo de comutação de corrente, de acordo com a lei de Faraday.

3.1.4.4 MEDIÇÃO RESISTÊNCIA DE CONTATOS

Tal item é de primazia importância para a segurança da operação, notadamente sob os contatos das chaves seccionadoras, pois o arco que se forma no instante da abertura do circuito sob carga aquece-os e de acordo com a intensidade e duração deste ocorre à fusão e a evaporação de material, diminuindo assim o valor de sua resistência ôhmica.

Logo a ação da manutenção sobre o conjunto de uma chave seccionadora refere-se à limpeza de seus contatos, a verificação das fixações das bases, a lubrificação dos mecanismos de acionamento, a verificação do aterramento da base, a verificação e ajustes dos contatos auxiliares e intertravamentos elétricos, a verificação da atuação da bobina de bloqueio e a verificação visual da simultaneidade de fechamento e abertura de contatos.

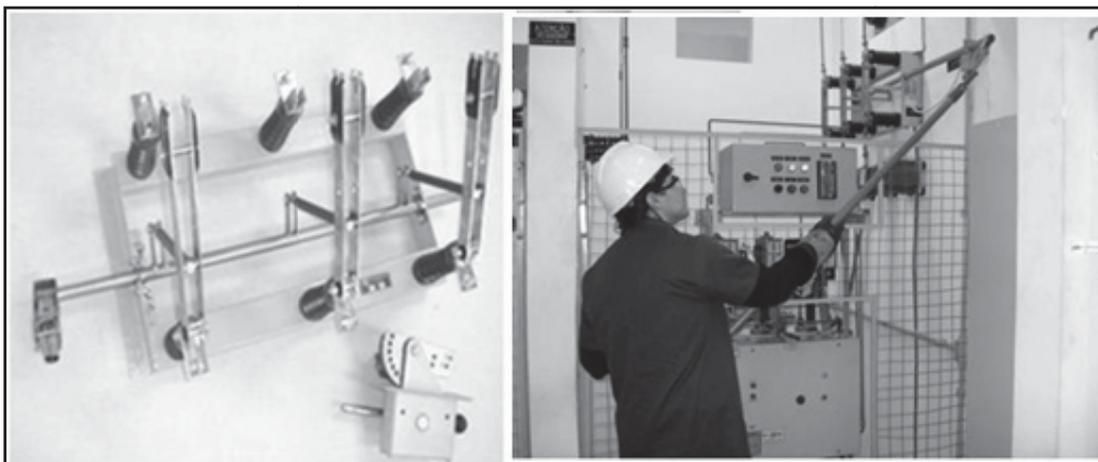


Figura 35 – Chave seccionadora tripolar sob manobra.

3.1.4.5 MEDIÇÃO RESISTÊNCIA ÔHMICA ATERRAMENTO

A constituição do sistema de aterramento garante a segurança operacional e de vida de operadores e manutentores envolvidos em ações dentro da subestação. Seu parâmetro de valor de resistência ôhmica, bem como a constituição da equipotencialização da malha pressupõe requisito a serem observados pela manutenção.

Fato é uma proposta para manutenção proativa consiste na instalação de duas caixas de equipotencialização sob ação de medição do parâmetro de resistência e envio deste dado através de rede vem a compor o monitoramento em tempo real do estado e comportamento deste sistema como um todo.



Figura 36 – Malha de aterramento em barramento de alumínio.

3.1.5 EQUIPAMENTOS CONTINGENCIAIS E COADJUVANTES

Em determinadas subestações consumidoras existem equipamentos que são vitais para a operação, porém, não operam *full time*, pelo contrário, encontram-se conectadas a subestação em situações emergenciais e por esse motivo passam a maior parte do tempo fora de operação. Este caso é presente em subestações complementadas por grupos geradores de energia elétrica a óleo diesel que suprem a demanda energética da planta em determinado período.

Dentre desse contexto, é altamente relevante a execução de técnicas de manutenção detectiva no gerador de energia elétrica. A manutenção detectiva tem por objetivo principal encontrar falhas ocultas, logo sob determinada periodicidade, deve-se simular a operação do gerador em contextos severos e analisar seu comportamento através de técnicas de manutenção preditiva. Logo a ação sinérgica composta pela simulação operacional em situação operacional extrema aliada as técnicas de manutenção preditiva, resultam na manutenção detectiva¹³.

3.1.6 SEGURANÇA A AÇÃO DE MANUTENÇÃO

Dentre os requisitos de operação e manutenção em subestações a segurança dos trabalhadores envolvidos deve ser prontamente considerada e atendida frente aos riscos de periculosidade envolvidos. Tais requisitos devem já constar na fase de projeto e instalação da subestação em conjunto com ações desenvolvidas de acordo com as exigências normativas e necessidades requeridas pelo assunto.

¹³ A manutenção detectiva tem por objetivo a detecção da falha, seja ela potencial ou funcional, enquanto o equipamento não está operando.

3.1.6.1 MEDIDAS PROTETIVAS COLETIVAS

As medidas coletivas têm três componentes tornam-se imprescindíveis na instalação da subestação, quais são: tapetes isolantes emborrachados, gradil metálico de proteção e placas e avisos alusivos a riscos.

Logo estes itens devem estar de acordo com as exigências propostas em projeto, notadamente a valores de energia incidente associado e conseqüentemente aos níveis de segurança requeridos em normatizações.

Para tanto neste quesito os tapetes emborrachados devem ser submetidos a ensaios anuais de isolamento e às grades de proteção em tela metálica além de se encontrarem equipotencializadas ao aterramento existente devem possuir no mínimo a cota de maior altura em que o barramento de alta tensão encontra-se, visando desta forma estabelecer uma proteção mais abrangente da gaiola de Faraday constituída.

Já os avisos e alusivos a riscos devem encontrar-se em perfeitas condições e de pronta visualização para operadores e manutentores.



Figura 35 – Tapetes de segurança emborrachados e padrão de telas metálicas encontradas nas subestações abrigadas.

3.1.6.2 MEDIDAS PROTETIVAS INDIVIDUAIS

A norma NR-10, embasadora da lei, declara que na impossibilidade da utilização de proteção coletiva, do uso de EBT ou da desenergização das instalações devem ser empregadas

proteções individuais através de vestimentas adequadas que atendam os critérios de condutibilidade, inflamabilidade e influências externas.

Neste contexto as vestimentas dos manutentores que atuarem em subestações devem ser testadas e certificadas visando atender os valores de densidade calorífica exigida para atendimento ao nível de proteção contra arco-elétrico requerido. As tecnologias mais usuais de vestimentas para atuação em subestações são algodão tratado (pirovatec), protera® fibra de aramida (nomex da Dupont) e algodão com 12% de nylon (Itex ou Wsek).



Figura 36 – Luva e bota dielétrica e roupa anti arco-elétrico.

3.1.7 AUTOMAÇÃO SUBESTAÇÃO

Desde o nível de projeto à instalação propriamente dita e com níveis elevados de segurança e durabilidade, os atuais avanços de engenharia, de ferramentas e redes de comunicação permitem que as subestações possam apresentar uma perfeita integração em tempo real de funções convencionais, tais como esquemas críticos de atuação de proteção e controle, realizadas pela monitorização e pronto diagnóstico operacional dos equipamentos.

As principais funções atuais de automação incluem detecção, isolamento e recuperação de falhas, controle de tensão e potência reativa, minimização de perdas e proteção adaptativa. Para tanto as atuais soluções de automação são baseadas em redes Ethernet, no qual relés de proteção, multimedidores, UAC's, etc. são entidades da rede e possuem endereços MAC, IP e podem ser interconectados com switches, roteadores, servidores, etc. Existem duas arquiteturas básicas em uma rede Ethernet: redes em estrela e redes em anel, sendo que redes em

barramento, com cabos coaxiais, já se encontram obsoletas e fora de uso. Logo a importância de uma rede redundante de comunicação sob integração se torna necessária para a elevação da disponibilidade operacional desta rede.

A automação inclui a parametrização de relés de proteção, neste intuito a figura a seguir apresenta a arquitetura para teste sobre a funcionalidade avançada deste relé o qual se utilizando de complexos modelos de rede visam efetuar os cálculos e definir tempo e parâmetros de atuação da proteção.

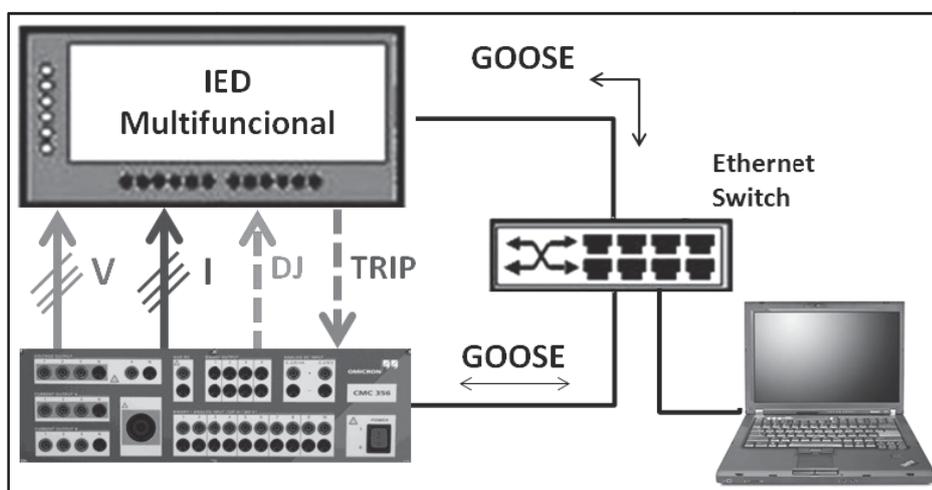


Figura 37 – IED baseada na IEC 61850 com mensagens GOOSE e disparo de dados via fiação convencional.

3.1.8 MODELO DE SENSORIAMENTO

Frente à abordagem já realizada, a perspicácia para uma gestão da manutenção proativa de subestações BT deve ser concebida através da alimentação de informações operacionais dos principais equipamentos que apresentam falhas, da análise de variações de temperatura e principalmente do comportamento estabelecido pela carga.

Tais dados devem ser armazenados em banco de dados visando avaliação temporal de retroalimentação para a realização de diagnóstico de estado operacional da subestação. A figura a seguir apresenta a vista superior de uma subestação BT típica.

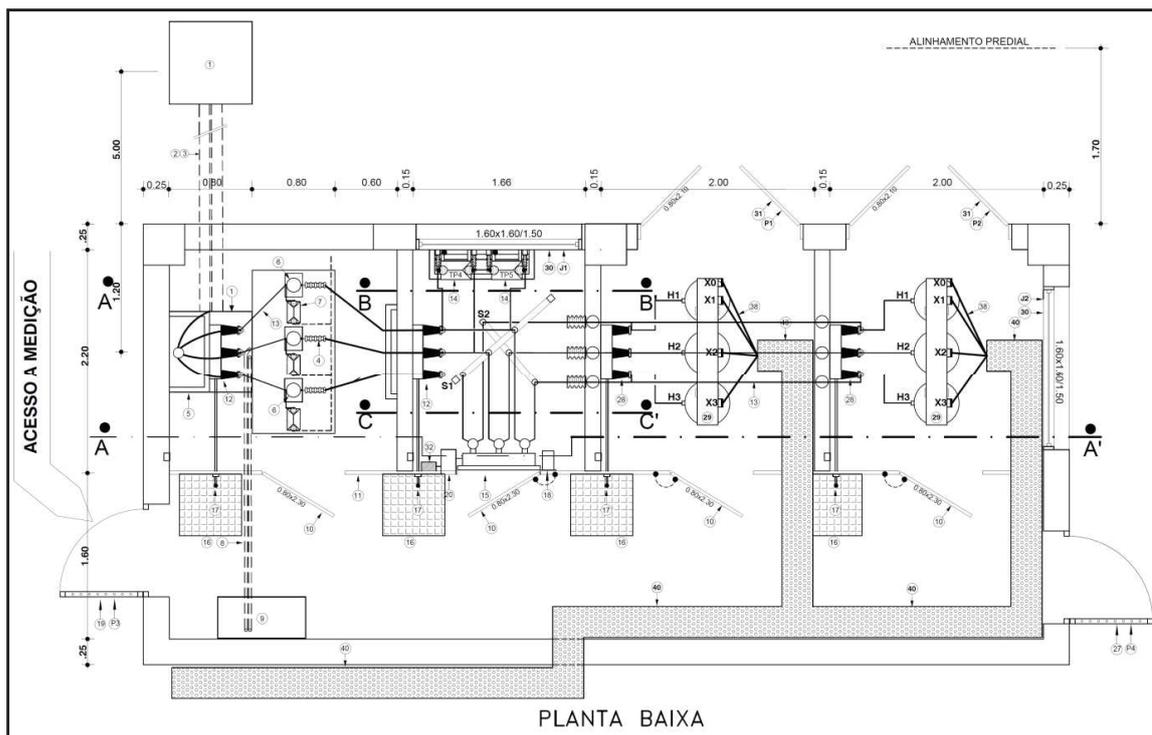


Figura 38 – Vista superior subestação BT típica (AUTOR, 2020)

3.1.8.1 PARÂMETROS A SEREM MONITORADOS

O modelo tem por concepção a instalação de monitoramento supervisorado através da instalação de câmeras de monitoramento em tempo real focalizando os contatos manobráveis das chaves seccionadoras, permitindo assim a visualização de seu estado físico.

A instalação de sensores térmicos em equipamentos como disjuntor de alta tensão e transformadores de potência permitem o acompanhamento pontual da temperatura localizada sobre o isolamento destes, construindo assim um mapa térmico do equipamento.

Já a instalação do monitoramento da temperatura de óleo e dos enrolamentos sob redundância de funções em arquitetura descentralizada visa promover o controle, comando e proteção térmica dos transformadores de potência. Tal informação permite monitorar em tempo real as temperaturas do óleo mineral, enrolamentos e comutador sob carga, bem como uma avaliação do sistema refrigerante deste equipamento.

Ainda neste âmbito o monitoramento termográfico também deve ser realizado sobre buchas terminais, muflas e isoladores visando à verificação da variação de temperatura em distintos pontos destes componentes. Já a malha de aterramento pode ser monitorada através de informações coletadas nas caixas de equipotencialização instaladas na estrutura da subesta-

ção, permitindo ainda avaliação de continuidade desta malha e valores de resistência de aterramento.

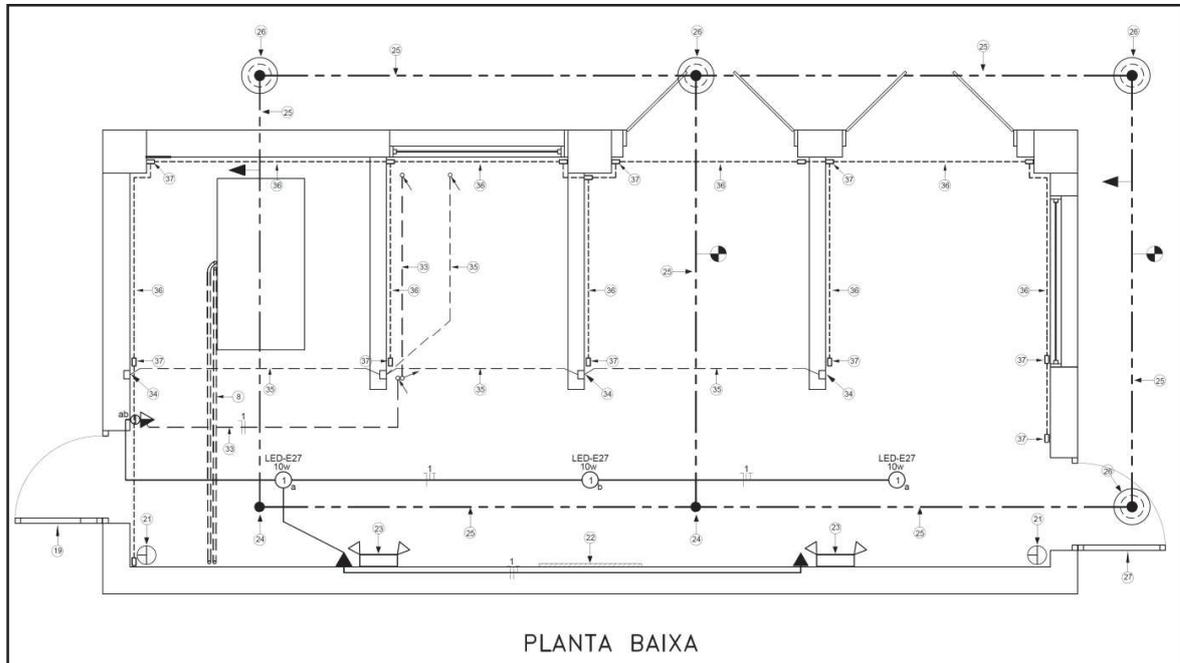


Figura 39 – Malha de aterramento subestação BT típica (AUTOR, 2020)

Já a avaliação comportamental da subestação realizada pelo lado da carga é obtida sobre análise de parâmetros coletados no painel de distribuição de BT, através de monitoramento em tempo real de parâmetros de corrente elétrica e de tensão e conseqüentemente das energias elétricas demandadas: ativa, reativa e aparente, bem como do fator de potência estabelecido pela carga consumidora.

Tais parâmetros são monitorados através de instrumentos de medição de energia elétrica como TC's, TP's e conseqüentemente sob ação de dispositivos IED's instalados junto ao painel, qual permite a avaliação das energias demandadas, bem como o envio de informação sob conversão de sinais através de rede ethernet e sob protocolos específicos.

Assim se consegue mapear o comportamento de carga e traçar curva avaliativa da instalação elétrica como um todo, desde a visualização da qualidade de energia consumida, a natureza de carga e um pré diagnóstico de comportamento da subestação.

A figura a seguir apresenta a vista frontal de um quadro de distribuição de energia, com seus dispositivos de proteção, instrumentos de aquisição de parâmetros elétricos e dispositivos conversor de sinal para envio de dados em rede.

desacompanhado de equipamentos de subestações. Esses sistemas podem efetuar automaticamente rondas em locais, monitorar temperaturas de equipamentos sem supervisão humana.

As imagens de vídeo e seus dados de temperatura são transportados através de ethernet, rede sem fio ou cabos de fibra óptica para uma interface apropriada que os comunica ao local de monitoramento central.

A figura a seguir é proponente para uma rede de monitoramento de uma subestação de BT visando obter indicativos para a ação de uma manutenção proativa.

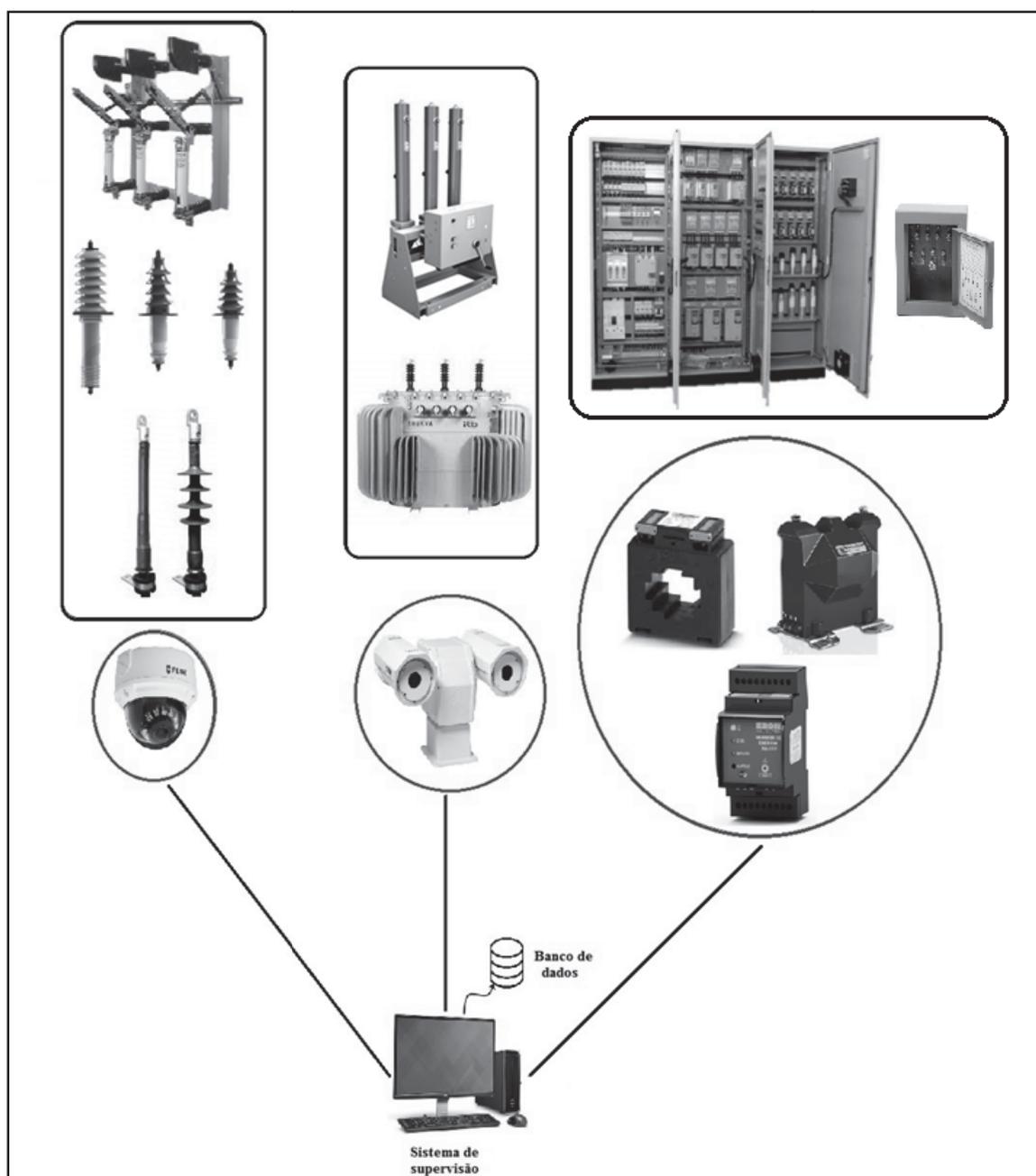


Figura 41 – Rede de monitoramento online de subestação para ações de manutenção proativa.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSÕES

A manutenção de subestações é uma atividade que deveria constantemente evoluir ao longo do tempo e ser imprescindível, uma vez que falhas deste sistema causam a inoperabilidade do fornecimento de energia elétrica, tal qual como o risco a vida e ao patrimônio. Ainda assim tratando-se de subestações, que comportam equipamentos de altas solicitações e necessidade de robustez, a manutenção proativa, assunto deste trabalho, visa tratar do comportamento destes para seu correto funcionamento, durabilidade e disponibilidade.

Neste quesito a manutenção de subestações a um nível 4.0, é demandada pelo cenário atual, pois se insere no contexto das exigências da quarta revolução industrial, pressupondo princípios básicos de confiabilidade e capacidade operativa em tempo real através da aquisição e tratamento de dados de forma instantânea, elucidando e permitindo a pronta tomada de decisões para intervenção. Neste intuito a onda industrial 4.0 não é uma marolinha, e sim um tsunami do conhecimento comportamental provendo o aumento da visão de engenharia de sistemas através de ações observatórias comportamentais para ação mitigatória de problemas.

Outro fator preponderante refere-se à necessidade da interoperabilidade da subestação ao pronto diagnóstico, ou seja, a habilidade de implantação de monitoramento e sensoriamento para conexão e comunicação de informações valiosas através de uma rede de dados, permitindo o registro destes em um banco de dados, vindo a facilitar a rastreabilidade e o monitoramento remoto de todas as sintomatologias necessárias para a ação prévia da manutenção, visto que por meio de sensores espalhados nos equipamentos de maiores taxas de indisponibilidade se pode oferecer patologias ao gestor da manutenção que permite uma pronta decisão a ser tomada em acordo com as necessidades da deliberação para o atendimento da equipe de manutenção. E por fim a modularidade permitida para que eventos de manutenção busquem atender a demanda específica em virtude do acoplamento e desacoplamento do sistema ao nível de criticidade do fornecimento de energia ao consumidor, oferecendo flexibilidade temporal para atendimento da manutenção de modo versátil e prático.

Tão logo a ação de uma manutenção proativa determina a uma subestação requisitos de confiabilidade, segurança, operacionalidade de equipamentos e componentes em excelentes condições de funcionamento, robustez, suportabilidade térmica, dinâmica e de interrupção quanto à ocorrência de curtos-circuitos e sobrecargas, e resiliência (capacidade de pronto restabelecimento após contingências).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AES SUL. **Regulamento de instalações consumidoras- Fornecimento em média tensão - Rede de distribuição aérea**, Porto Alegre, 2004.

BMENG. **Subestação 69kV - Indústria Vidreira do Nordeste - Estância, SE**. Disponível em:<http://bmeng.com.br/obras-detalle.php?idAlbum=58>. Acessado em Março 2020.

BOLOTINHA, M. **Envelhecimento das Instalações Elétricas**. Disponível em:
<https://abracopel.org/download/o-envelhecimento-das-instalacoes-eletricas-uma-analise-das-instalacoes-residenciais/>. Acessado em Março 2020.

DALZIEL, F. C. **Effects of Electric Shock on Man**, IRE Transactions on Medical Electronics, 1956.

ELETROBRÁS. **Aterramento e Proteção Contra Sobretensões em Sistemas Aéreos de Distribuição**. RJ, Editora Campus - 1990.

FABLAB ROMA. **Formazione Professionale per l'industria 4.0**. Disponível em:<https://www.fablabroma.it/on/formazione-professionale-per-lindustria-4-0/>. Acessado em Abril 2020.

HOAGLAND, H. 48th Conferência Annual do IEEE-IAS, 2012 em Louisville-KY-USA - **Myths and Facts in Selection of Personnel Protective Equipment for Arc Flash Hazard Mitigation Utilizing NFPA 70E and applicable ASTM standards**.

KINDERMANN, G. e CAMPGNOLO, J. M. **Aterramento Elétrico**, 6ªEd. Florianópolis, UFSC, 2011.

MAMEDE FILHO. J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3 ed. – Rio de Janeiro: LTC, 2005.

LEE R. H. **The other electrical hazard: Electric arc blast burns**. IEEE Transactions on industrial applications, Junho, 1982.

MARDEGAN. C. **Operação, manutenção e ensaios em subestações**. Palestra Cinase, 2019

MERLIN. P. **Subestações**. DPM 2020. Slides.

MMTEC. **Manutenção preditiva e indústria 4.0**. Disponível em:

<http://www.mmtec.com.br/manutencao-preditiva-e-industria-4-0/>. Acessado em Maio 2020.

NEGRISOLI, M. E. M. **Instalações elétricas: projetos prediais em baixa tensão**. 3 ed. revista e ampliada. São Paulo: Blucher, 2017.

NFPA 70E. **Standard for electrical safety requirement for employee worplace**, 2009.

PINHEIRO JR. V.C. **Estudo de arco elétrico em subestações de um sistema industrial**. Trabalho Graduação, UFPA, 2014.

QUEIROZ & SENGER. A.& E. **Manutenção de equipamentos elétricos**. Fascículos disponíveis em: www.osetoreletrico.com.br. Acesso em Abril, 2020.

REBOSIO. N. **Introducción al curso de instalaciones eléctricas de baja tension**. 2006. Disponível em:

<https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/63221/mod_resource/content/1/Contenido/0910-Presentacion.pdf>. Acesso em: 08 dez. 2016.

SALMAZO. F. **Proposta de Manutenção Centrada na Confiabilidade: Estudo de caso no SEP de redes subterrâneas de Curitiba**. Monografia Curso de Especialização em Gerência da Manutenção, UTFPR, 2012.

SCHMIDT. W. **Equipamento Elétrico Industrial**. 3 ed. – São Paulo: Mestre Jou, 1978.

SLACK, N.; CHAMBERS, S.; JOHNSTON, R. – **Administração da Produção**. São Paulo: Atlas, 2002.

VISACRO FILHO, S. **Aterramentos elétricos: Conceitos básicos, técnicas de medição e instrumentação e filosofias de aterramento**. São Paulo: Artliber Editora Ltda, 2002. 160p.