

**FACULDADE DOCTUM
GILSON JOSE DE ALMEIDA MENDES JUNIOR
WAGNER JOSE DE OLIVEIRA**

**ANÁLISE DA FALHA DO PARA-RAIOS DE UMA SUBESTAÇÃO E SUAS
CONSEQUÊNCIAS NO SISTEMA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO**

Juiz de Fora

2018

**GILSON JOSE DE ALMEIDA MENDES JUNIOR
WAGNER JOSE DE OLIVEIRA**

**ANÁLISE DA FALHA DO PARA-RAIOS DE UMA SUBESTAÇÃO E SUAS
CONSEQUÊNCIAS NO SISTEMA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO**

Projeto do Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à Faculdade Doctum de Juiz de Fora, como requisito parcial para conclusão do curso de Engenharia Elétrica.

Orientação: Prof. M.Sc. Mozart Ferreira Braga Junior

Juiz de Fora

2018

Mendes Junior, Gilson José de Almeida.

Análise da falha do para-raios de uma subestação e suas consequências no sistema de geração e transmissão / Gilson José de Almeida Mendes Junior, Wagner José de Oliveira - 2018.

92 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica) – Faculdade Doctum Juiz de Fora.

1. Corrente de Fuga. 2. Manutenção. 3. Para-raios. 4. Subestação. 5. Termovisão.

I. Título. II Faculdade Doctum Juiz de Fora.

MENDES JUNIOR, Gilson; OLIVEIRA, Wagner. Análise da falha do para-raios de uma subestação e suas consequências no sistema de geração e transmissão. Projeto do Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Faculdade Doctum, Juiz de Fora, 2018.

BANCA EXAMINADORA

Prof. M.Sc. Mozart Ferreira Braga Junior
Professor Orientador da Faculdade Doctum.

Prof. M.Sc. José Carlos Miranda Grizendi
Professor Avaliador da Faculdade Doctum.

Prof. M.Sc. Luis Gustavo Schröder e Braga
Professor Avaliador da Faculdade Doctum.

Examinado (a) em: ____/____/____.

AGRADECIMENTO

Agradeço primeiramente a Deus, por ter nos dado saúde para essa caminhada que se encerra e abre portas para um novo horizonte de realizações, aos nossos pais e esposas que com paciência e apoio nos deram força para alcançar mais esta vitória em nossa vida, pelo apoio, incentivo e compreensão, ao professor Mozart e demais docentes, pela dedicação e paciência, e aos amigos de trabalho e faculdade, pela ajuda e troca de conhecimentos.

RESUMO

O para-raios é um equipamento que pode ser considerado de simples funcionamento e função, mas que na verdade é um importante item de proteção do sistema elétrico e principalmente de uma subestação seja ela elevadora ou abaixadora, diante dos problemas que a falha deste dispositivo pode causar. Alguns métodos já utilizados se forem combinados com outros mais modernos e confiáveis torna-se possível ter um melhor controle do desgaste do para-raios. Busca-se através das metodologias de inspeção de corrente de fuga e termografia o diagnóstico mais ágil e eficiente de falhas potenciais antes que elas venham a ocorrer, possibilitando uma maior confiabilidade, disponibilidade, economia e segurança do sistema elétrico. Através de um estudo de caso, pode-se verificar a necessidade de manter uma rotina de monitoramento e inspeção preventiva visando reduzir a chance de ocorrências mais graves com danos a equipamentos e garantir a segurança das pessoas.

Palavras-chave: Corrente de Fuga. Manutenção. Para-raios. Subestação. Termovisão.

Abstract

The surge arrester is an equipment that can be considered simple operation and function, but which is in fact an important item of protection of the electrical system and especially of a substation, be it high or lower, in the face of problems that the failure of this device can cause. Some methods already used if combined with more modern and reliable ones make it possible to have a better control of the wear of the arrester. Through the leakage current and thermography inspection methodologies, the most agile and efficient diagnosis of potential failures is sought before they occur, allowing greater reliability, availability, economy and safety of the electrical system. Through a case study, one can verify the need to maintain a monitoring routine and preventive inspection in order to reduce the chance of more serious occurrences with damages to equipment and to guarantee the safety of the people.

Keywords: Leakage Current. Maintenance. Surge Arrester. Substation. Thermal Analysis.

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI – *American National Standards Institute*
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
kV - Kilovolts
LT – Linha de Transmissão
MCC – Manutenção Centrada em Confiabilidade
MME – Ministério de Minas e Energia
MW – Megawatts
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
RTC – Relação de Transformação do Transformador de Corrente
SE – Subestação
SEP – Sistema Elétrico de Potência
SF₆ – Hexafluoreto de Enxofre
SIN – Sistema Interligado Nacional
TC – Transformador de Corrente
TP – Transformador de Potencial
UG – Unidade Geradora
UHE – Usina Hidroelétrica
ZnO – Óxido de Zinco

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Os principais arranjos de subestações e suas principais características .	30
Tabela 2 - Nomenclatura ANSI C-37-2 para Proteções Elétricas.....	46
Tabela 3 - Dados nominais do para-raios danificado	60
Tabela 4 - Gradiente de temperatura encontrado para os para-raios - subáreas e posições de análise.....	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Arranjo do SEP	17
Figura 2 - Estrutura organizacional e os agentes do setor elétrico brasileiro	18
Figura 3 - Matriz energética brasileira	20
Figura 4 - Sistema de linhas de transmissão no Brasil.....	21
Figura 5 - Concessionárias Brasileiras de Energia Elétrica.....	22
Figura 6 - Barra Simples	24
Figura 7 - Barra Simples Seccionada.....	25
Figura 8 - Barra Principal e Transferência.....	26
Figura 9 - Barra Dupla – Um Disjuntor	27
Figura 10 - Barra dupla – Dois disjuntores	28
Figura 11 - Disjuntor e Meio	28
Figura 12 - Barra em Anel	29
Figura 13 - Circuito magnético do transformador de Potência	32
Figura 14 - Transformador de Potência com conservador a óleo.....	33
Figura 15 - Seccionadora tripolar 138kV	33
Figura 16 - Disjuntor monopolar 138 kV - SF6	34
Figura 17 - Transformador de Potencial 138kV	36
Figura 18 - Transformador de corrente 138 kV	37
Figura 19 - Ordem de grandeza dos valores de tensão e tempo das sobretensões ..	38
Figura 20 - Para-raios de óxido de zinco em corpo polimérico – SE 138 kV.....	40
Figura 21 - Placa de característica técnica de um para-raios de óxido – SE 138 kV	42
Figura 22 - Contador de descarga do para-raios de ZnO.....	43
Figura 23 - Miliamperímetro e contador de descarga do para-raios de ZnO.....	43
Figura 24 - Diagrama Unifilar de Operação da SE Volta do Rio.....	54
Figura 25 - Equipamentos da SE antes da falha no para-raios fase	62
Figura 26 - Equipamentos da SE depois da falha no para-raios fase B	63
Figura 27 - Equipamentos da SE alimentando o consumidor PAD Brasil	65
Figura 28 - Para-raios fase B da LT JFA danificado após ocorrência	66
Figura 29 - Para-raios fase B da LT JFA danificado após ocorrência	67
Figura 30 - Para-raios Fase B da LT JF A isolada pela concessionária CEMIG	67
Figura 31 - Localização do para-raios no diagrama unifilar da SE Volta do Rio	68
Figura 32 - Localização do relé 21/21N no diagrama da SE UHE Volta do Rio	69
Figura 33 - Representação elétrica de um para-raios de ZnO	74
Figura 34 - Modelo de Para-raios para baixas correntes	75
Figura 35 - Miliamperímetro	76
Figura 36 - Identificação da Corrente de Fuga Resistiva	77
Figura 37 - Termograma do para-raios de ZnO fase B - Subestação Volta do Rio ...	80
Figura 38 - Termovisor utilizado em inspeções termográficas preditivas	81
Figura 39 - Tríade da qualidade em Termografia	82
Figura 40 - Inspeção termográfica com três posições com ângulos de 120°	85
Figura 41 - Termogramas de uma inspeção em um conjunto de para-raios	86

LISTA DE EQUAÇÕES

6.1 – Equações da corrente de fuga total.....	75
6.2 – Relação entre a capacitância e a tensão.....	75

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivo	14
1.2	Estado da arte.....	14
1.3	Estrutura do trabalho.....	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1	Sistema Elétrico de Potência (SEP).....	16
2.2	Geração de energia elétrica.....	19
2.3	Transmissão de energia elétrica	20
2.4	Distribuição de energia elétrica	22
3	SUBESTAÇÕES – SE.....	23
3.1	Barra Simples	23
3.2	Barra Simples Seccionada.....	24
3.3	Barra principal e transferência	25
3.4	Barra dupla – Um disjuntor	26
3.5	Barra dupla – Dois disjuntores	27
3.6	Disjuntor e meio	28
3.7	Barras em anel.....	29
3.8	Comparativo entre os arranjos de subestações.....	30
4	EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO	31
4.1	Transformador de Potência.....	31
4.2	Chave Seccionadora.....	33
4.3	Disjuntor	34
4.4	Transformador Potencial.....	35
4.5	Transformador Corrente.....	36
4.6	Para-raios	38
4.7	Proteção.....	44
4.7.1	Nomenclatura das funções de Proteção	46
5	ESTUDO DE CASO	52
5.1	Introdução	52
5.2	Proteção no barramento da subestação	55
5.2.1	Função ANSI 87B: Proteção diferencial de barra	55
5.3	Proteções de linhas de transmissão	56

5.3.1	Função ANSI 21/21N: Proteção de distância.....	56
5.3.2	Função ANSI 67/67N: Proteção direcional de sobrecorrente	57
5.3.3	Função ANSI 81: Proteção de sub e sobrefrequência	57
5.3.4	Função ANSI 79: Relé de Religamento	58
5.3.5	Função ANSI 25: Relé de sincronismo	58
5.4	Filosofia de atuação das proteções.....	58
5.4.1	Filosofia de proteção da linha de transmissão Juiz de Fora A.....	58
5.4.2	Filosofia da Proteção da linha de transmissão PAD Brasil	59
5.5	Análise Cronológica da Ocorrência Acidental na Subestação	60
6	MÉTODOS DE MONITORAMENTO DE PARA-RAIOS.....	70
6.1	Monitoramento com base na corrente de fuga.....	74
6.1.1	Medição da corrente de fuga capacitiva	77
6.1.2	Medição da corrente de fuga resistiva	77
6.1.3	Análise harmônica da corrente de fuga	78
6.2	Monitoramento com base na Termografia	79
6.2.1	Termografia.....	79
6.2.2	Planejamento das Atividades de Termografia.....	82
6.2.3	Inspeção Termográfica em Para-raios da SE	84
7	CONCLUSÃO E PROPOSTA	88
7.1	Conclusão.....	88
7.2	Proposta.....	90
	REFERÊNCIAS.....	91

1 INTRODUÇÃO

A operação de uma subestação está sujeita, com frequência, a falhas provenientes de descargas atmosféricas, de seus componentes ou de outra natureza que por sua vez resultam em interrupção na transmissão de Energia Elétrica, esta interrupção afeta diretamente a confiabilidade e qualidade dos serviços prestados além de gerar custos de grande ordem.

As subestações (SE's) são um dos elementos do Sistema Elétrico de Potência (SEP), responsáveis por elevar e abaixar a tensão para transporte da energia, costumam ser instaladas próximas aos grandes centros de carga e na geração. As SE's em conjunto com as linhas de transmissão (LT's) são os elementos do SEP que mais estão expostos às intempéries e ao vandalismo, o que as submetem a defeitos temporários, na maioria dos casos, mas também a defeitos permanentes.

Considerando que a principal função de um sistema de proteção é realizar a desconexão de todo sistema submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites para qual foi projetado, é importante consolidar o termo seletividade em um sistema elétrico de potência, para garantir ao sistema de proteção a capacidade de desligar o circuito sob falta, isolando-o sem comprometer os demais circuitos interligados.

O sistema de proteção permite conhecer as informações referentes à falha ocorrida para possibilitar ao operador a avaliação e o restabelecimento.

Os para-raios são equipamentos utilizados na proteção dos sistemas elétricos contra sobretensões atmosféricas e de manobra. Dessa forma, eles contribuem decisivamente para o aumento da confiabilidade, economia e continuidade de operação dos sistemas os quais protegem (LIRA, 2012).

Devido à importância do dispositivo para-raios em uma subestação do sistema elétrico de potência, com objetivo de proteção de equipamentos do circuito, a antecipação da falha do dispositivo é alvo de estudos e busca de métodos cada vez mais assertivos e de fácil aplicação. Falha esta que resulta no desligamento de uma subestação e linhas de transmissão, trazendo transtornos para os consumidores de uma indústria, um bairro ou vários estados de uma nação, dependendo do circuito e carga a ele imposta.

A identificação da iminência de falhas em para-raios pode ser verificada através de monitoramentos e inspeções de manutenção preditivas. A manutenção preditiva é uma metodologia, conhecida como uma técnica de manutenção com base no estado do equipamento. A preditiva faz o acompanhamento periódico das máquinas, baseando-se na análise de dados coletados por meio de monitoramentos ou inspeções em campo. Neste trabalho abordam-se dois tipos de metodologias de monitoramentos e inspeções a serem realizados em para-raios de uma subestação; técnica de monitoramento com base na corrente de fuga e a técnica de monitoramento com base na inspeção termográfica.

1.1 Objetivo

O objetivo desse trabalho é apresentar as principais características de uma subestação e seus equipamentos, mostrando como a falha de um para-raios pode afetar toda a operação da subestação.

Também é objeto desse estudo apresentar alguns tipos de análise de detecção de desgaste do para-raios para identificar com antecedência a falha, reduzindo os efeitos do defeito no sistema.

1.2 Estado da arte

A seguir serão apresentados os referenciais utilizados sobre o tema estudado em relação aos métodos de manutenção eficaz em para-raios.

Lira (2012), descreve os principais métodos de monitoramento de para-raios. Mostra que, as principais técnicas de monitoramento e diagnóstico de para-raios são baseadas na análise da temperatura externa do invólucro e na medição e decomposição da corrente de fuga total. O estudo foca principalmente, nas técnicas baseadas na medição da corrente de fuga.

Alvares (2008), apresenta a metodologia de monitoramento e análise do estado do para-raios com ênfase no estudo de aplicação de infravermelho, utilizando métodos de termografia na busca de uma temperatura correta para indicar o momento correto de intervenção no equipamento.

E, finalmente Britto (2006), apresenta a aplicação da metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) em para-raios de alta tensão, como

forma de apoio à tomada de decisão em um sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos de Subestações de Transmissão de Energia (DianE). Como objetivo principal, buscou-se o diagnóstico mais rápido e eficiente de falhas potenciais de forma antecipada, propiciando aumento da qualidade, disponibilidade, confiabilidade e segurança do sistema, além da diminuição dos custos de manutenção.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em sete capítulos. No Capítulo 2, é realizada uma fundamentação teórica sobre Sistema Interligado Nacional e suas principais características, como também uma breve explicação das etapas que estão contidas nesse sistema, como a geração, transmissão e distribuição da energia.

No Capítulo 3, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre os principais tipos de arranjos de uma subestação e o comparativo entre eles, com suas respectivas vantagens e desvantagens.

No Capítulo 4, são apresentados os principais equipamentos que compõe uma subestação e suas funções básicas, também são apresentadas as principais proteções que monitoram e protegem seus equipamentos.

No Capítulo 5, é apresentado um estudo de caso da falha de um para-raios ocorrido em uma subestação elevadora, no estudo é demonstrada a atuação das proteções e as consequências da falha nos demais equipamentos, na geração e transmissão da energia.

Em seguida, são apresentados no Capítulo 6, as principais características dos para-raios, seus tipos, as causas mais comuns de degradação e os principais métodos de monitoramento desse desgaste, com foco na medição de corrente de fuga e medição da temperatura do para-raios e os conceitos de manutenção moderna.

Por fim, no Capítulo 7, apresentam-se as conclusões e contribuições do trabalho, além das perspectivas de trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistema Elétrico de Potência (SEP)

O desenvolvimento dos sistemas de corrente alternada (CA) começou nos Estados Unidos em 1885, quando George Westinghouse comprou as patentes americanas referentes aos sistemas de transmissão em (CA), desenvolvidos por L. Gaulard e J. D. Gibbs, de Paris (STEVENSON, 1986).

George Westinghouse, fundador da *Westinghouse Electric Company*, associou-se á Nikola Tesla, comprando suas patentes e construindo equipamentos em corrente alternada, a união dessas patentes foi o pilar principal para o início da construção do Sistema Elétrico de Potência (LEÃO, 2009).

Com o início da industrialização e o aumento da demanda por energia pelo crescimento das cidades, impulsionou o desenvolvimento do setor no Brasil. Era organizado de forma independente e isolado e atendia preferencialmente aos maiores centros urbanos, localizados no entorno das cidades do Rio de Janeiro e São Paulo (MENEZES, 2015).

No Brasil após a Revolução de 1930 houve uma intensa intervenção do Estado no setor, atendendo, sobretudo, aos aspectos regionais.

Até 1999, os sistemas elétricos no Brasil eram vários e desconectados, o que prejudicava a operação eficiente tanto das bacias hidrográficas regionais, quanto da transmissão de energia elétrica entre as principais usinas geradoras (LEÃO, 2009).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro foi criado com o objetivo de ampliar a confiabilidade, otimizar os recursos energéticos e homogeneizar os mercados (LEÃO, 2009). O SIN é responsável por mais de 95% do fornecimento de energia nacional. Sua operação é coordenada e controlada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O que levou ao desenvolvimento de estudos por parte das companhias até se chegar ao modelo atual do SEP.

Esse modelo trouxe diversas vantagens, como:

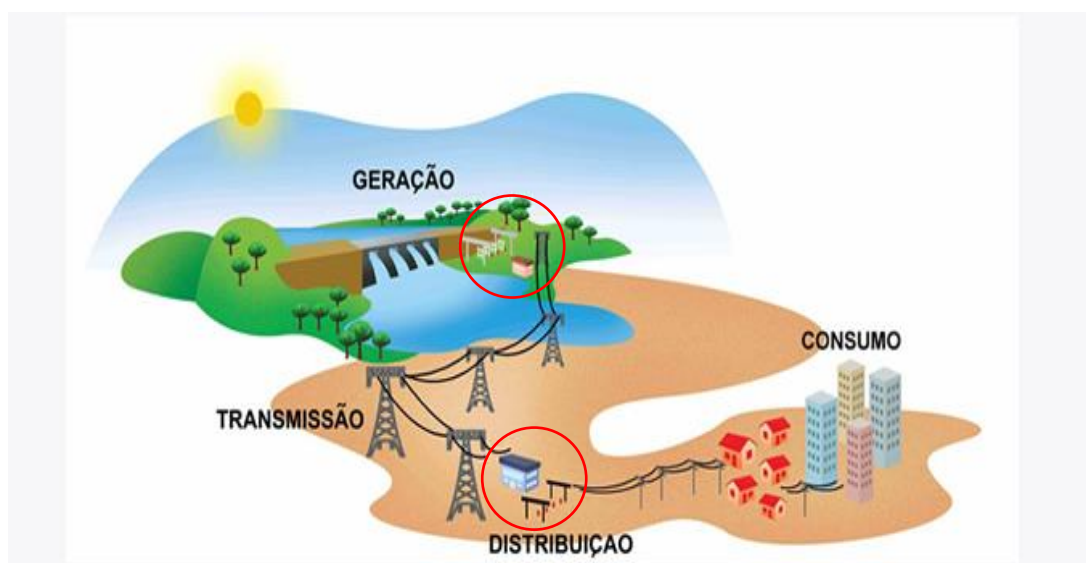
- A possibilidade de intercambio de energia entre os diversos sistemas;
- Aumento da capacidade de reserva global de energia;
- Aumento da confiabilidade do sistema;
- Possibilidade de despacho centralizado com uma visão do todo facilitando a operação e automatização do sistema.

Desvantagens dos sistemas interligados:

- Distúrbio em um sistema afeta os demais sistemas interligados.
- A operação e proteção tornam-se mais complexas.

A Figura 1 apresenta a disposição do SEP, ilustrando a integração entre geração, transmissão, distribuição e consumo, destacando-se as subestações elevadoras e abaixadoras.

Figura 1 - Arranjo do SEP



Fonte: ABRADÉE (2017)

Sua função principal é levar a energia elétrica aos usuários com qualidade no instante que essa seja solicitada (KAGAN, OLIVEIRA e ROBA, 2005).

De acordo com Silva Filho (2013, p. 1) “os Sistemas Elétricos de Potência apresentam portes gigantescos, possuindo um número elevado de usinas, centenas ou milhares de quilômetros de linhas de transmissão, além de uma infinidade de subestações e centros de controle”.

Para gerenciar o setor elétrico, o Governo Federal criou a estrutura organizacional apresentada na Figura 2.

Figura 2 - Estrutura organizacional e os agentes do setor elétrico brasileiro



Fonte: ONS (2018)

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): Unidade de suporte do Presidente da República para elaboração de políticas nacionais e diretrizes de energia, com o principal objetivo de proporcionar o aproveitamento natural dos recursos energéticos, revisão periódica da matriz energética e a definição de diretrizes para programas específicos do nosso país.
- Ministério de Minas e Energia (MME): Encarregado de elaborar, planejar e implementar ações do Governo Federal no campo da política energética nacional. O MME detém o poder concedente.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): Composto no domínio do MME e sob seu gerenciamento direto, possui a função principal de acompanhar e avaliar constantemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território nacional.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Empresa pública federal ligada ao MME e tem o propósito de prestar serviços na área de estudos e pesquisas voltados ao subsídio do planejamento do setor energético.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Autarquia vinculada ao MME, com objetivo de regular a fiscalização a produção, transmissão, distribuição e

comercialização de energia, de acordo com as políticas e diretrizes do Governo Federal. A ANEEL possui os poderes, regulador e fiscalizador.

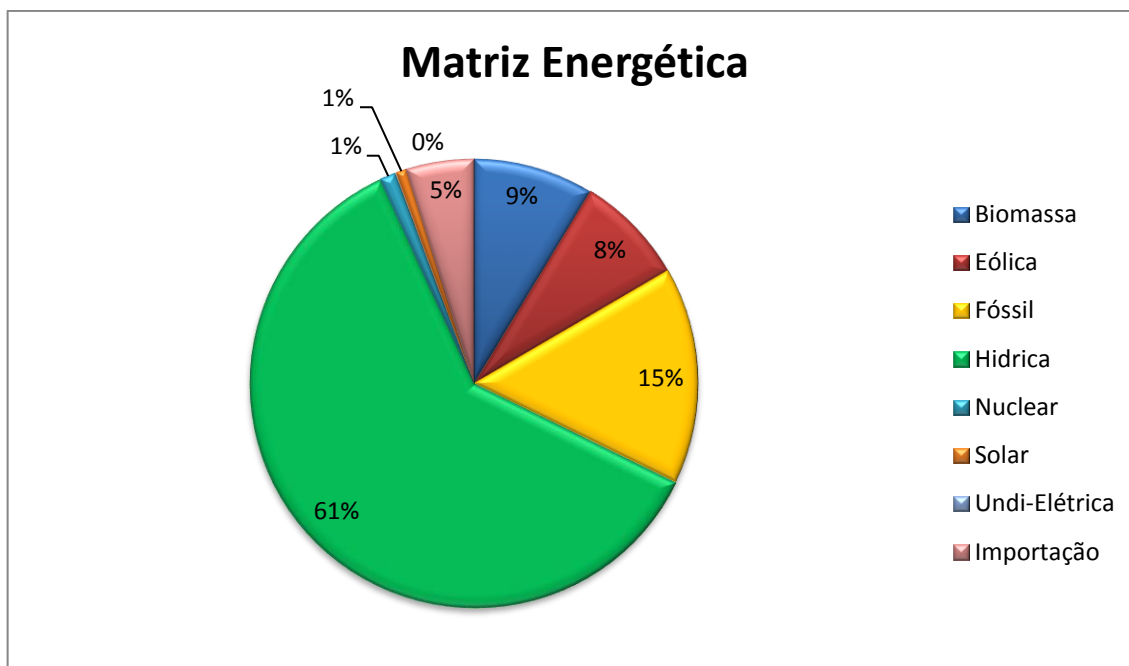
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob domínio e fiscalização da ANEEL, possui a finalidade de executar as atividades de gerenciamento e controle da operação de geração e transmissão, no domínio do Sistema Interligado Nacional. O ONS é encarregado pela operação física do sistema e pelo despacho energético centralizado.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob domínio e fiscalização da ANEEL, com o objetivo de proporcionar a comercialização de energia elétrica no SIN. Administra os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação. A CCEE é encarregada pela operação comercial do sistema.

2.2 Geração de energia elétrica

O sistema de geração de energia elétrica no Brasil é proveniente, em grande parte, das usinas hidroelétricas, sendo complementado pelas usinas termoelétricas e conta com o crescimento da geração eólica. Em função dessas características o sistema de geração de energia elétrica do Brasil pode ser classificado como hidrotérmico de grande porte (LEÃO, 2009). É importante destacar que para complementar esse sistema hidrotérmico são utilizadas outras fontes denominadas renováveis (REIS, 2011).

A Figura 3 apresenta um gráfico da matriz energética brasileira, demonstrando a representatividade em percentual de cada fonte de geração de energia no âmbito nacional.

Figura 3 - Matriz energética brasileira



Fonte: ANEEL (2018)

O gráfico mostra que 61% da matriz energética nacional é composta por geração hídrica. Uma composição de 24% da matriz energética é formada pela queima de biomassa 9% e combustível fóssil 15%. A geração eólica 8% vem crescendo nos últimos anos principalmente no nordeste do país.

2.3 Transmissão de energia elétrica

As usinas de geração hidroelétrica, consideradas como a principal forma de geração de energia no Brasil, são construídas à grandes distâncias dos centros de carga.

As linhas de transmissão são elementos do SEP que proporcionam a integração dos sistemas de geração e distribuição, com objetivo de transportar a máxima potência disponibilizada pelas geradoras.

A transmissão de energia elétrica pode ser realizada através de linhas aéreas e subterrâneas e em alguns casos subaquáticas, essa energia pode ser transportada em corrente alternada (CA) trifásica ou corrente contínua (CC) através de um ou dois polos, que em caso de mesma potência tem seus custos e perdas menores que a transmissão (CA).

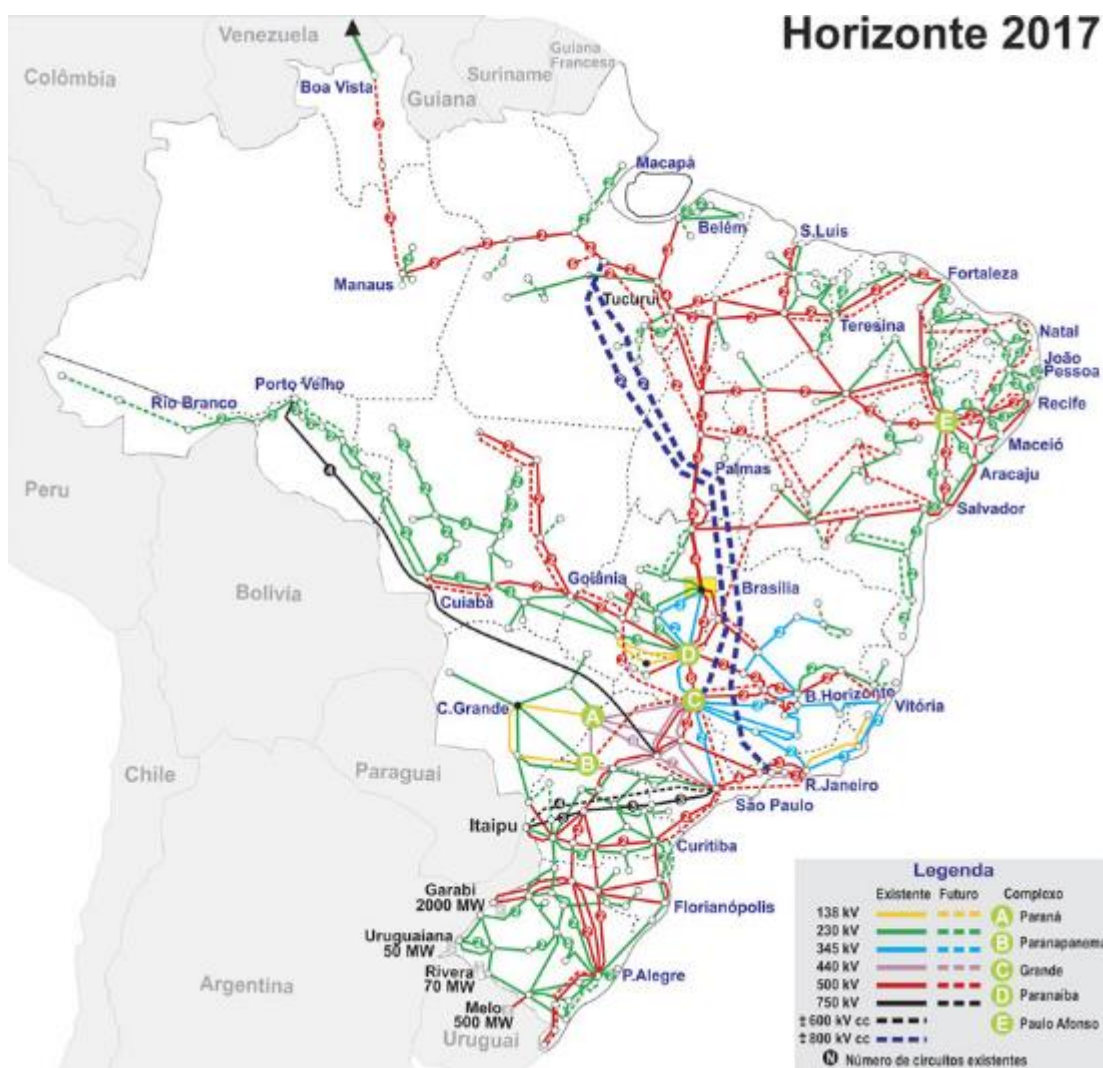
As linhas de transmissão aéreas são mais utilizadas no Brasil, principalmente devido ao custo, ao relevo e ao modelo de um sistema interligado do SEP.

As linhas de transmissão, tem sua classificação definida pelos diferentes níveis de tensão. Os Procedimentos de Rede, pertencente ao ONS, consideram linhas de transmissão aquelas cujas tensões são 230, 345, 500 kV e acima e que compõem à Rede Básica do SIN. As linhas de tensões de 69, 88 e 138 kV são classificadas como linhas de distribuição.

Alguns fatores influenciam no projeto de uma linha de transmissão, tais como a localização, relevo, capacidade de potência transmitida, aglomeração urbana e os custos de instalação, assim impactando diretamente no tipo da linha a ser utilizada, em diferentes níveis de tensão (SENA, 2011).

A Figura 4 apresenta as linhas de transmissão e seus níveis de tensões no Brasil.

Figura 4 - Sistema de linhas de transmissão no Brasil



Fonte: ONS (2017)

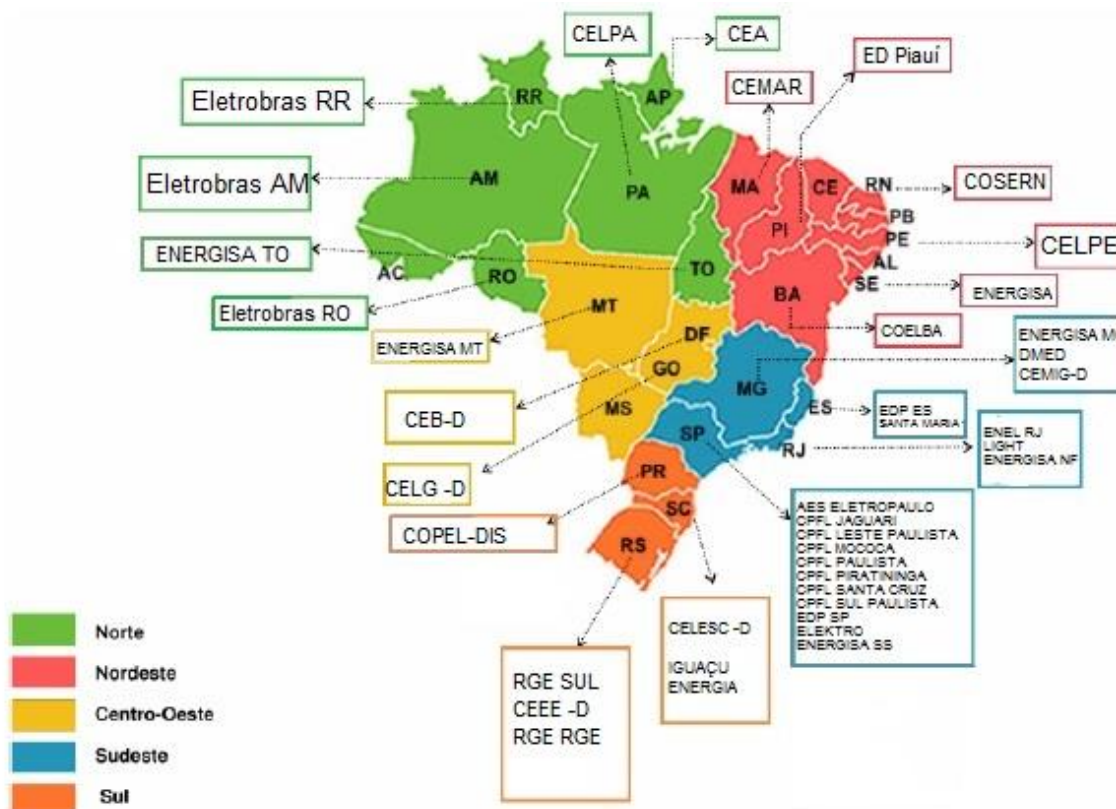
Para exemplificar, a linha de transmissão entre as subestações de Foz do Iguaçu no estado do Paraná e Ibiúna no estado de São Paulo possui extensão de aproximadamente 810 km, transportando a energia gerada pela usina de Itaipu até o estado de São Paulo.

2.4 Distribuição de energia elétrica

O sistema de distribuição, parte integrante do SIN é responsável pelo fornecimento de energia aos consumidores finais. As subestações abaixadoras que fazem parte desse sistema reduzem a tensão nominal de transmissão para níveis de distribuição que podem variar de 13,8 até 34,5 kV fazem essa ligação.

A Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica (ABRADEE) composta de 47 concessionárias privadas e estatais no território nacional representa os interesses destas empresas junto a ANEEL. A Figura 5 apresenta as empresas deste setor no Brasil.

Figura 5 - Concessionárias Brasileiras de Energia Elétrica



Fonte: ABRADEE (2017)

3 SUBESTAÇÕES – SE

A subestação, parte integrante do sistema de potência, é um ponto de junção de linhas e de outros elementos do sistema. Atua como interface entre dois subsistemas quaisquer, tais como geração e transmissão.

Três funções básicas:

- Ligar e desligar elementos do sistema, através de disjuntores e seccionadoras e respectivos equipamentos de proteção;
- Elevar ou reduzir tensões do sistema através dos transformadores;
- Regular as tensões do sistema através de reatores, capacitores ou compensadores estáticos, que não serão alvo do estudo.

A Subestação é um imenso conjunto de equipamentos, composta por painéis, cabos, transformadores de corrente (TC), transformadores de potencial (TP), transformadores de potência, disjuntores, chaves seccionadoras, para-raios, redes de aterramento, sistema de monitoração, controle e automação, etc.

Vários fatores influenciam na confiabilidade de subestações, um dos principais é o arranjo dos barramentos e equipamentos de manobra.

O arranjo das subestações impacta também na manutenção, operação, proteção, ampliações, emergências e custo.

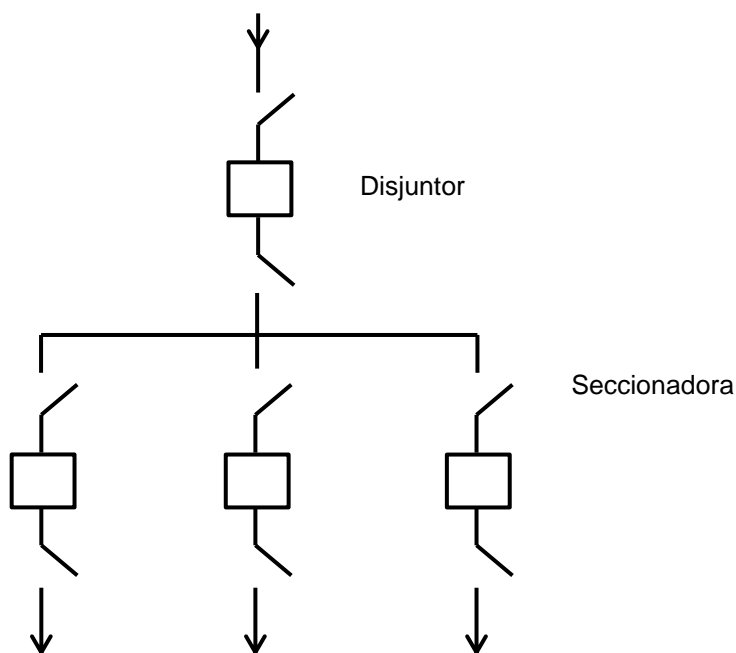
Alguns tipos de subestações isoladas a ar são bastante utilizados:

- Barra simples;
- Barra simples seccionada;
- Barra principal e transferência;
- Barra dupla – Um disjuntor;
- Barra dupla – Dois disjuntores;
- Barras em anel;
- Disjuntor e meio.

3.1 Barra Simples

Esse tipo de arranjo é utilizado em subestações de pequeno porte. Esse arranjo para uma subestação é o que apresenta o menor custo de implementação, e o que ocupa uma menor área para a sua instalação. A Figura 6 apresenta o arranjo de barra simples.

Figura 6 - Barra Simples



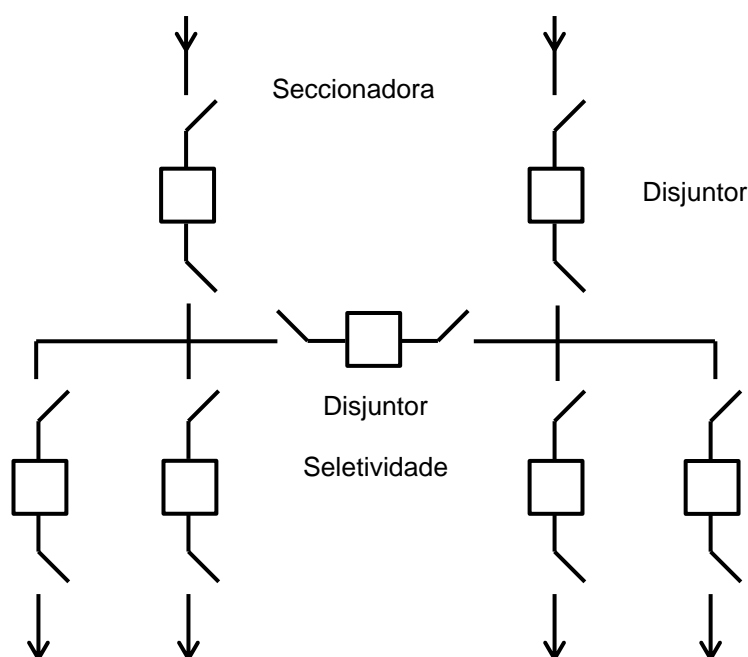
Fonte: Notas de Aula Distribuição, Braga Junior (2017)

3.2 Barra Simples Seccionada

O esquema “Barra Simples Seccionado” é utilizado quando se deseja alguma seletividade, que consiste em separar a área afetada sem a necessidade de desligar toda a subestação. O barramento da subestação é seccionado utilizando um disjuntor e duas chaves seccionadoras.

A presença das chaves seccionadoras, do disjuntor têm a finalidade de isolamento desse na necessidade da manutenção do disjuntor. Uma limitação desse esquema é que na manutenção do disjuntor o circuito associado a ele tem de ser desenergizado. A Figura 7 apresenta o arranjo de barra simples seccionada.

Figura 7 - Barra Simples Seccionada



Fonte: Notas de Aula Distribuição, Braga Junior (2017)

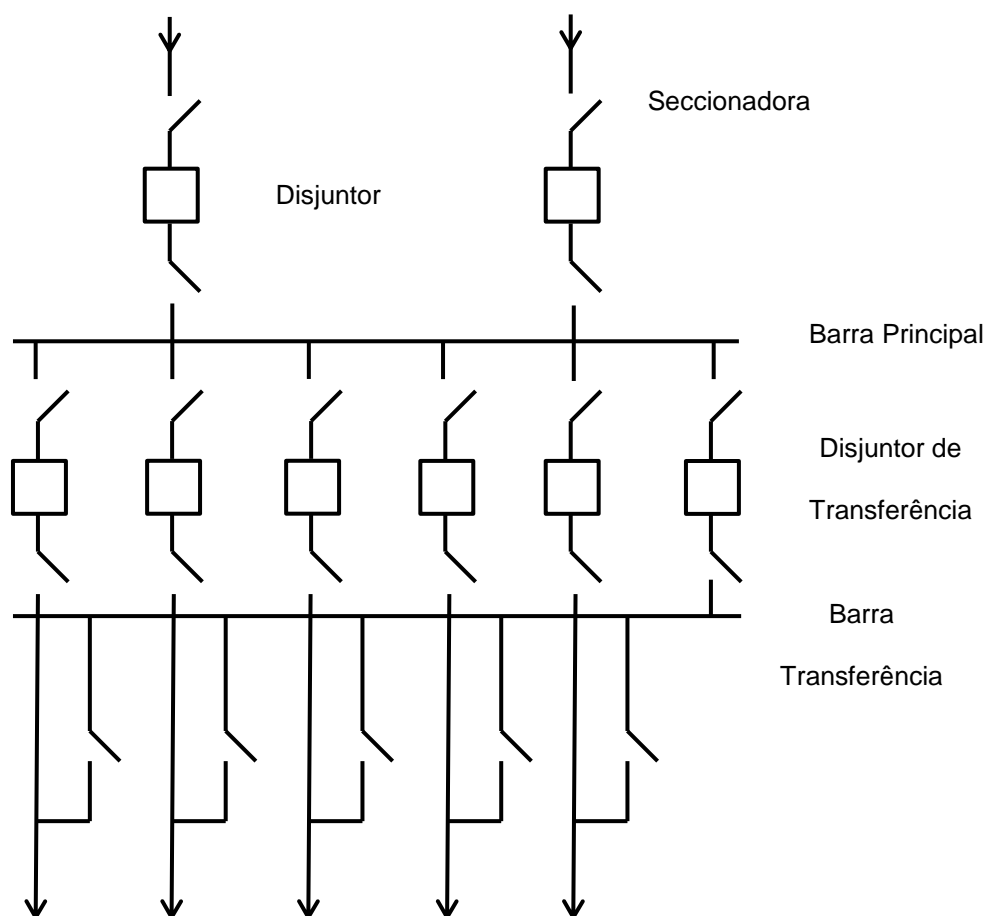
3.3 Barra principal e transferência

O esquema “Barra Principal e Transferência” é utilizado quando existe o requisito de não perder o circuito, durante a manutenção do disjuntor.

O barramento principal da subestação é ligado a um barramento auxiliar por meio de um disjuntor. Na manutenção de um dos disjuntores, o disjuntor de transferência tem a finalidade de garantir a proteção do circuito quando o disjuntor for retirado de serviço. Assim qualquer disjuntor pode ser retirado para a manutenção sem a perda do circuito.

A manutenção e/ou defeito da barra deste esquema irá acarretar na perda da subestação. O defeito em um dos circuitos não irá afetar a operação da subestação, uma vez que o disjuntor associado a este circuito irá operar isolando o defeito. A Figura 8 apresenta o arranjo de barra principal e transferência.

Figura 8 - Barra Principal e Transferência

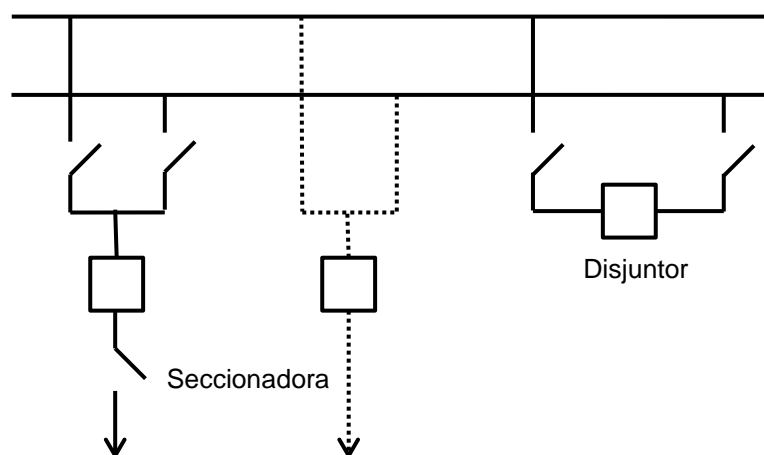


Fonte: Notas de Aula Distribuição, Braga Junior (2017)

3.4 Barra dupla – Um disjuntor

O esquema “Barra Dupla” é uma evolução do esquema “Barra Principal e Transferência”. A vantagem deste esquema é que na falha de um dos disjuntores e/ou um dos barramentos não resulta no desligamento da subestação. Esta vantagem concebe a Barra Dupla uma maior confiabilidade. A Figura 9 apresenta o arranjo de barra dupla com um disjuntor.

Figura 9 - Barra Dupla – Um Disjuntor



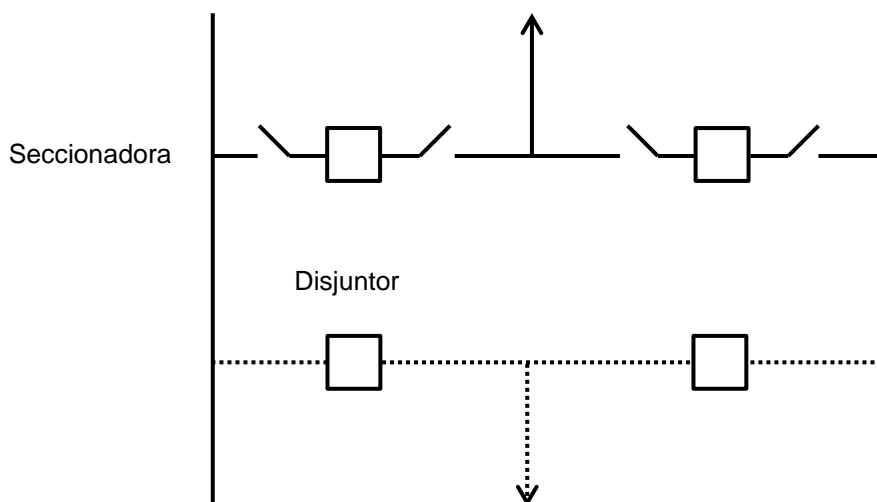
Fonte: Notas de Aula Distribuição, Braga Junior (2017)

3.5 Barra dupla – Dois disjuntores

Este esquema apresenta a característica de que cada circuito é protegido por dois disjuntores separados. A operação de qualquer disjuntor não irá afetar mais de um circuito.

Este tipo de arranjo é o que apresenta maior confiabilidade, mas apresenta o maior custo na sua implementação. A retirada dos disjuntores para a manutenção poderá afetar ou não apenas um dos circuitos. A manutenção dos disjuntores pode ser realizada sem prejudicar a subestação de maneira geral. A Figura 10 apresenta o arranjo de barra dupla com dois disjuntores.

Figura 10 - Barra dupla – Dois disjuntores

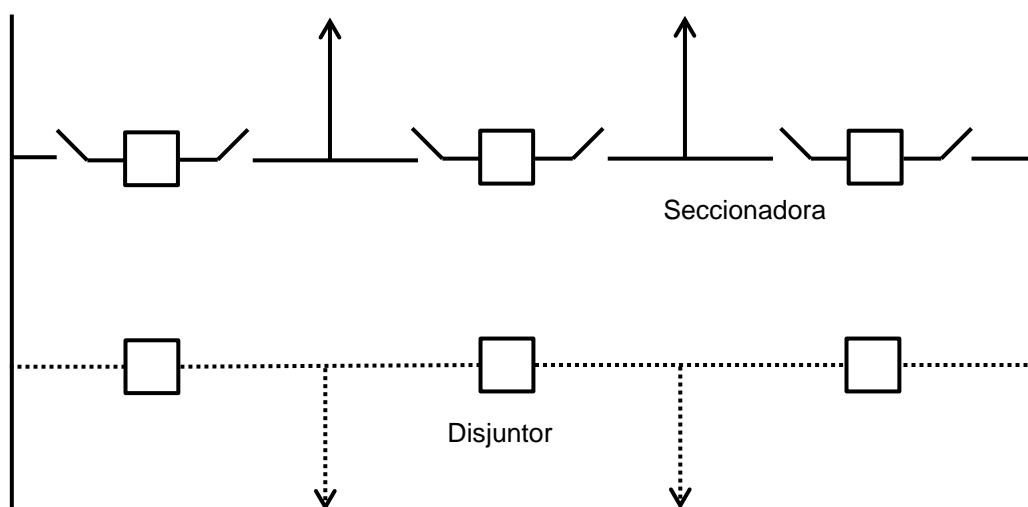


Fonte: Notas de Aula Distribuição, Braga Junior (2017)

3.6 Disjuntor e meio

O esquema elétrico operacional “Barra Dupla com Disjuntor e Meio” é outra adaptação do esquema “Barra Dupla” tradicional. Este esquema prevê a redução do custo de implementação mantendo praticamente todas as vantagens do arranjo anterior. A Figura 11 apresenta o arranjo de disjuntor e meio.

Figura 11 - Disjuntor e Meio

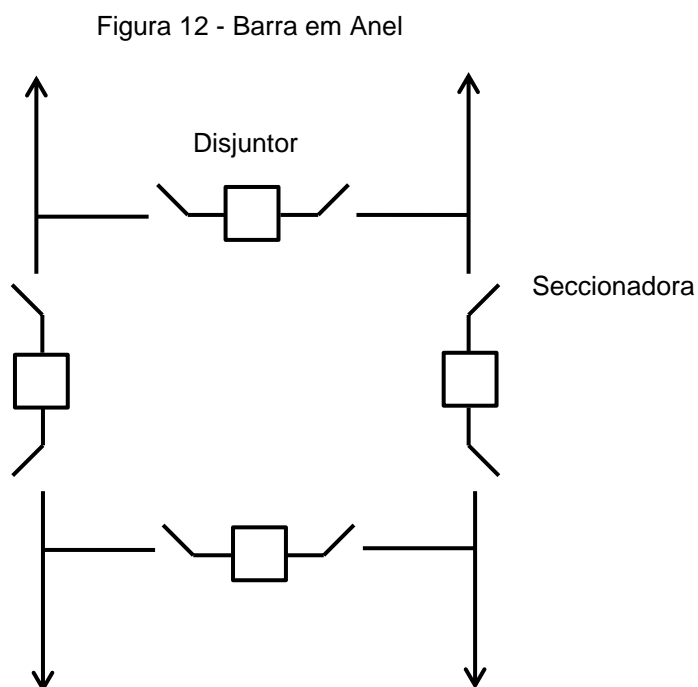


Fonte: Notas de Aula Distribuição, Braga Junior (2017)

3.7 Barras em anel

Neste esquema, o barramento forma um circuito fechado por meio de manobras das chaves do circuito. Cada equipamento é alimentado por dois disjuntores separados.

Em caso de defeito e/ou manutenção de um dos disjuntores, somente o segmento em que está localizado este disjuntor ficará isolado. Se um disjuntor estiver desligado, devido manutenção, o anel estará aberto, e os outros disjuntores do circuito devem ser projetados para suportar toda carga do circuito com a ausência de um dos disjuntores. Este esquema não utiliza o conceito de “Barra Principal”, não existe manutenção em barras. A Figura 12 apresenta o arranjo de barra em anel.



Fonte: Notas de Aula Distribuição, Braga Junior (2017)

3.8 Comparativo entre os arranjos de subestações

A tabela 1 apresenta um resumo das principais características dos arranjos citados, mostrando suas vantagens e desvantagens.

Tabela 1 - Os principais arranjos de subestações e suas principais características

Arranjo	Confiabilidade	Custo	Área Utilizada
Barra Simples	Menor Confiabilidade. Falhas simples podem ocasionar o desligamento da SE.	Menor custo, devido a menor número de componentes.	Menor área
Barra Simples Seccionada	Baixa, uma falha simples causa uma parada grande parte da subestação ou parada completa.	Baixo, possui poucos componentes.	Pequena por possuir poucos componentes.
Barra Principal e Transferência	Baixa confiabilidade semelhante a barra simples. Melhor flexibilidade na operação e manutenção.	Custo moderado. Poucos componentes	Área pequena para a sua instalação.
Barra Dupla um Disjuntor	Confiabilidade moderada	Custo moderado. Número de componentes um pouco maior.	Área moderada.
Barra Dupla Disjuntor Duplo.	Confiabilidade moderada.	Custo elevado	Grande Área. Dobro do número de componentes
Barra Dupla, Disjuntor e Meio.	Alta confiabilidade. Falhas simples isolam apenas o circuito.	Custo moderado. Número de componentes um pouco maior.	Grande área. Maior número de componentes por circuito.
Barramento em anel	Alta confiabilidade.	Custo moderado.	Área moderada.

O capítulo 4 aborda de forma resumida os equipamentos que compõem uma subestação do sistema elétrico.

4 EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO

As subestações como parte integrante do sistema de potência, são compostas por vários equipamentos com funções específicas e bem definidas neste processo de geração, transmissão e distribuição. Neste capítulo será apresentado de forma resumida e objetiva os principais equipamentos instalados em uma subestação e sua principal função.

- Transformador de Potência;
- Seccionadora;
- Disjuntor;
- Transformador Potencial;
- Transformador de Corrente;
- Para-raios;
- Sistema de proteção;

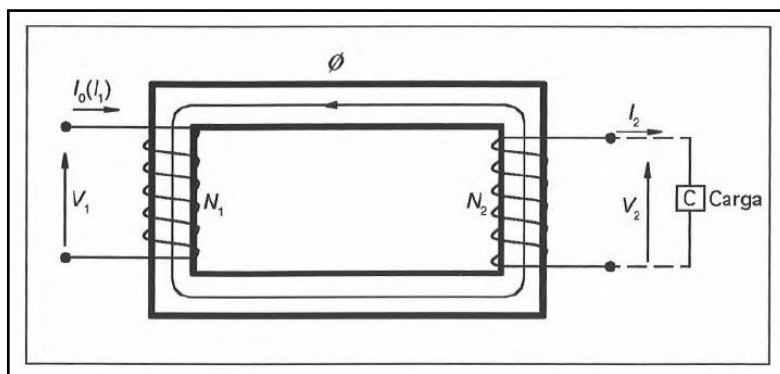
4.1 Transformador de Potência

O transformador de potência é um equipamento de operação estática que por meio de indução eletromagnética transfere energia do circuito primário para o circuito secundário e ou terciário, sendo, no entanto, mantida a mesma frequência, porém com tensões e correntes diferentes (MAMEDE FILHO, 2013).

O transformador é utilizado tanto nas usinas de produção, onde a tensão gerada é elevada a níveis adequados para permitir a transmissão econômica de potência, até os grandes pontos de consumo, onde a tensão é reduzida em nível de subtransmissão e de distribuição, alimentando as redes industriais, urbanas e rurais, onde novamente é reduzida para, enfim, ser utilizada com segurança pelos usuários do sistema (MAMEDE FILHO, 2013).

A Figura 13 apresenta o circuito magnético do transformador de potência.

Figura 13 - Circuito magnético do transformador de Potência



Fonte: MAMADE FILHO (2013)

Onde,

V_1 = Tensão primária;

V_2 = Tensão secundária;

$I_0(I_1)$ = Corrente primária;

I_2 = Corrente secundária;

N_1 = Número espiras do primário;

N_2 = Número de espiras do secundário;

Φ = Fluxo magnético no núcleo ferro-silício do transformador;

C= Carga instalada na saída do transformador.

A Figura 14 apresenta um transformador de potência de 23,5 MVA - 13,8/138 kV, refrigerado a ar e com tanque de conservação de óleo.

Figura 14 - Transformador de Potência com conservador a óleo



Fonte: Próprio autor (2018)

4.2 Chave Seccionadora

As chaves seccionadoras são equipamentos de manobra responsáveis por manter a continuidade do circuito quando seus contatos estiverem fechados e manter o circuito isolado quando seus contatos estiverem abertos. (LEÃO, 2009).

A figura 15 mostra uma seccionadora tripolar 138 kV da Subestação Volta do Rio.

Figura 15 - Seccionadora tripolar 138kV



Fonte: Próprio autor (2018)

4.3 Disjuntor

O disjuntor é o elemento que auxilia na manobra e na proteção da rede elétrica, através da abertura e fechamento do sistema em situações adversas; pode ser disjuntor a pequeno volume de óleo, a grande volume de óleo, disjuntor a ar comprimido, disjuntor a vácuo e disjuntor a hexafluoreto de enxofre (SF₆).

Os disjuntores de pequeno, grande pequeno volume de óleo e a ar comprimido, já não são mais utilizados em novas instalações sendo substituídos por disjuntores a vácuos e (SF₆), sendo que as principais características a serem observadas nestes equipamentos são a capacidade de interrupção de corrente, o tempo de abertura, tempo de fechamento, tensão de restabelecimento transitória, tensão nominal e tensão de impulso (MAMADE FILHO, 2013).

A figura 16 mostra um disjuntor monopolar 138 kV a hexafluoreto de enxofre (SF₆) da subestação Volta do Rio.

Figura 16 - Disjuntor monopolar 138 kV - SF₆



Fonte: Próprio autor (2018)

4.4 Transformador Potencial

Os transformadores de tensão (TP) são os transformadores de medidas utilizados no sistema de proteção e medição.

Os transformadores de Potencial são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário suportarem as tensões nominais das redes que estão ligados.

Na sua forma mais simples o transformador de potencial possui um enrolamento primário com muitas espiras e um enrolamento secundário no qual se obtém a tensão desejada, normalmente padronizadas em 115 V ou 66,4 V, desta forma os instrumentos de proteção e medição são dimensionados com tamanhos reduzidos e com bobinas e componentes com baixa isolação (MAMEDE FILHO, 2013).

Transformadores de Potencial são equipamentos preparados para suprir aparelhos que possuem alta impedância, estes podem ser voltímetros, relés de tensão, relés de proteção, medidores de energia dentre outros.

Os transformadores de potencial podem ser do tipo indutivo ou capacitivo, o tipo indutivo é o mais comum e com custo de produção mais baixo, principalmente em tensões menores que 138 kV, é destinado para maior parte das aplicações, já o capacitivo possui um elevado custo e destinado a sistemas de telecomunicação via “*carrier*”, transmissão de dados via linha de transmissão (MAMEDE FILHO, 2013).

O transformador de potencial indutivo possui um enrolamento primário com muitas espiras envolvendo um núcleo de ferro-silício que é comum ao enrolamento secundário.

Os transformadores de potencial funcionam com base na conversão eletromagnética entre os enrolamentos primário e secundário. Assim para uma determinada tensão aplicada no enrolamento primário, obtém-se no enrolamento secundário uma tensão reduzida proporcional dada pelo valor da relação de transformação de tensão. Da mesma forma, se aplicarmos uma tensão no secundário, teremos uma tensão proporcional elevada no primário igual a tensão aplicada no secundário multiplicada pela relação de transformação nominal do TP (MAMEDE FILHO, 2013).

A Figura 17 mostra um transformador de potencial 138 kV da Subestação Volta do Rio.

Figura 17 - Transformador de Potencial 138kV



Fonte: Próprio autor (2018)

4.5 Transformador Corrente

Os transformadores de corrente (TC) são os transformadores de medidas utilizados no sistema de proteção e medição. São equipamentos que permitem que os instrumentos de medição e proteção operem adequadamente sem que sejam necessários suportar correntes ou níveis de tensões do circuito a ser medido ou protegido (MAMEDE FILHO, 2013).

Os transformadores de corrente são utilizados para alimentar equipamentos que precisam de baixa impedância como as bobinas dos relés de sobrecorrente ou digitais.

O TC opera com tensão variável, dependendo da corrente primária e da carga ligada no seu secundário a relação de transformação das correntes primárias e secundárias é inversamente proporcional a relação entre os números de espiras do primário e secundário (MAMEDE FILHO, 2013).

Os transformadores de corrente em sua forma mais simples possuem um primário, geralmente de poucas espiras, e um secundário, no qual a corrente nominal transformada é, igual a 5A ou 1A. Desta forma os instrumentos de medição e proteção

são dimensionados de tamanho reduzido devido aos baixos valores da corrente secundária (MAMEDE FILHO, 2013).

A corrente primária a ser medida, circulando nos enrolamentos primários, cria um fluxo magnético alternado que faz induzir as forças eletromotrizes E_p e E_s , respectivamente nos enrolamentos primário e secundário.

Desta forma, se nos terminais primários de um TC cuja relação de transformação nominal é de 20 circular uma corrente de 100 A, obtém-se no secundário a corrente de 5 A, ou seja $100/20 = 5$ A, isto com o TC operando dentro das características nominais de saturação (MAMEDE FILHO, 2013).

Os principais tipos de TC quanto à forma construtiva são: barra, enrolado, janela e bucha, abaixo temos um corte de um TC tipo barra de uma subestação de 138kV, observe que possuem quatro enrolamentos secundários sendo normalmente dois aplicados para proteção, um para medição de faturamento e um para supervisão da corrente elétrica (MAMEDE FILHO, 2013).

A Figura 18 mostra o transformador de corrente da linha de transmissão 138 kV da Subestação Volta do Rio.

Figura 18 - Transformador de corrente 138 kV



Fonte: Próprio autor (2018).

4.6 Para-raios

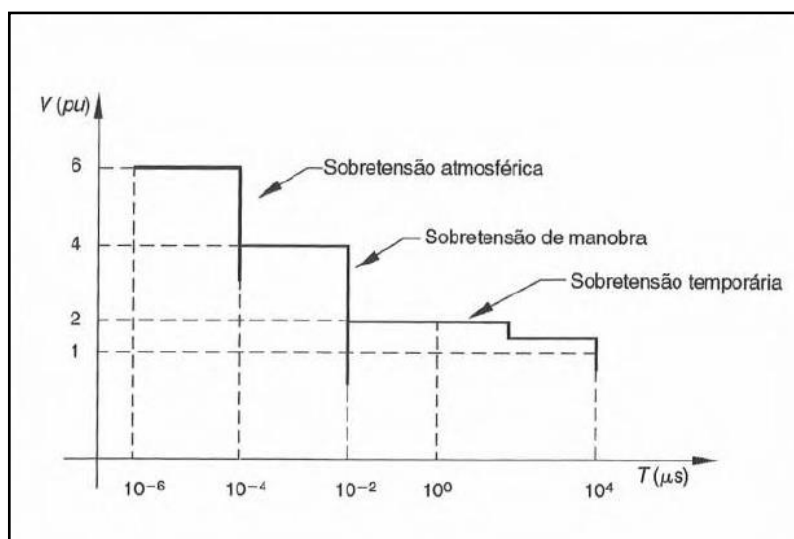
Os para-raios são equipamentos cuja função é evitar que as sobretensões causadas pelas descargas elétricas provenientes de raios e de origem interna provenientes de manobras de chaves seccionadoras e disjuntores, causem danos nos equipamentos da subestação. Os para-raios limitam as sobretensões a um valor máximo, estabelecendo um nível de proteção ao sistema que ele está protegendo (MAMEDE FILHO, 2013).

Para ser considerada uma sobretensão o seu valor de crista deve ser superior ao valor de crista da máxima tensão do sistema. A sobretensão em um sistema elétrico é o resultado de uma tensão variável em relação ao tempo, onde pode envolver as fases ou fase e a terra. As sobretensões podem ser classificadas da seguinte forma (MAMEDE FILHO, 2013):

- Sobretensão temporária, causada por variações de carga no sistema;
- Sobretensão de manobra, em função de desligamentos e religamentos do circuito;
- Sobretensão atmosférica, causado por descargas atmosféricas.

A figura 19 mostra a ordem de grandeza dos valores de tensão de cada tipo de sobretensões com valores em pu (sistema por unidade), e ordem de grandeza dos tempos com valores em μs (micro segundos).

Figura 19 - Ordem de grandeza dos valores de tensão e tempo das sobretensões



Fonte: MAMEDE FILHO (2013)

Para realizar a proteção dos equipamentos elétricos contra as descargas atmosféricas, utiliza-se o para-raios com propriedades de não linearidade dos elementos de que são fabricados para direcionar as correntes de descarga e em seguida interromper as correntes que sucedem as correntes de descarga a terra. Existem dois tipos de elementos que desempenham as funções de proteção com características de não linearidade que compõem a construção dos para-raios, sendo o carboneto de silício e o óxido de zinco (MAMEDE FILHO, 2013).

➤ Para-raios de Carboneto de Silício (SiC):

São dispositivos que na sua construção utilizam o carboneto de silício como resistor não linear e tem em série um centelhador que é constituído de um ou mais espaçadores entre eletrodos, cujo objetivo é interromper a passagem da corrente. O carboneto de silício é obtido no beneficiamento do carborundo com adição de alguns produtos, como o bismuto, sendo fabricado, comprimido e sintetizado estas substâncias originando o bloco de carboneto de silício.

O corpo do para-raios de carboneto de silício é de porcelana vitrificada de alta resistência onde estão alojados os elementos ativos (MAMEDE FILHO, 2013).

➤ Para-raios de Óxido de Zinco (ZnO):

Os para-raios com tecnologia de resistor não linear a base de carboneto de silício (SiC), ficaram sem concorrência até o final da década de 60, quando um novo tipo de dispositivo foi desenvolvido pela Matsushita Electrical Co.Ltd (CEPEL, 1977), o resistor não linear a base de óxido de zinco. São dispositivos que na sua construção utilizam o óxido de zinco como resistor não linear e não têm em série um centelhador. O óxido de zinco é obtido por um composto a partir da mistura de óxido de zinco e outros óxidos metálicos, como o antimônio, o manganês, o bismuto e o cobalto, sendo fabricado, comprimido e sintetizado estas substâncias originando o bloco cerâmico de óxido de zinco.

O para-raios de óxido de zinco é constituído basicamente por varistores revestidos por um invólucro de porcelana ou invólucro polimérico. Estes varistores constituem materiais não ôhmicos, ou seja, não obedecem a Lei de Ohm (ALVARES, 2008).

O corpo do para-raios de óxido de zinco pode ser de porcelana vitrificada de alta resistência onde estão alojados os elementos ativos ou de corpo polimérico que é constituído de uma borracha de silicone com diversas variedades de propriedades químicas na sua formação (MAMEDE FILHO, 2013).

A figura 20 mostra um para-raios de óxido de zinco em corpo polimérico utilizado em uma subestação de 138 kV.

Figura 20 - Para-raios de óxido de zinco em corpo polimérico – SE 138 kV



Fonte: Próprio autor (2018)

As características básicas para a seleção de para-raios consistem em uma análise de forma antecipada da tensão nominal, classe de descarga e níveis de proteção, atentando para as normas vigentes. Como critério de seleção e aplicação de para-raios de ZnO, a seguir são descritos os principais parâmetros do para-raios (ALVARES, 2008):

- Tensão nominal (kVrms): valor máximo da tensão na frequência industrial aplicada aos seus terminais;

- Tensão máxima de operação em regime contínuo - TOC (kVrms): maior valor de tensão em 60Hz para o qual o dispositivo foi projetado em operação contínua;
- Tensão residual (kV pico): definida como a tensão que aparece quando da passagem de uma corrente de impulso na forma de $8 \times 20 \mu\text{s}$. Os ensaios são realizados para impulsos de corrente com valores de 1,5; 3; 5; 10; 15; 20 e 40 kA;
- Nível de proteção a impulso de manobra (kV pico): depende da corrente de condução no para-raios, a qual aumenta à medida que o valor do impulso de tensão aumenta;
- Capacidade de absorção de energia: definido como o valor da maior quantidade de energia a que pode ser submetido o para-raios, sem que sofra alterações significativas após o retorno as condições normais de operação;
- Capacidade de sobretensão temporária: definida em função da suportabilidade “tensão x duração”, sendo a indicação da duração de tempo para a qual é permitida a aplicação de uma tensão superior a tensão máxima de operação em regime contínuo;

A figura 21 mostra uma placa de característica técnica de um para-raios de óxido de zinco em corpo polimérico de fabricação Siemens, utilizado em uma subestação de 138 kV.

Figura 21 - Placa de característica técnica de um para-raios de óxido – SE 138 kV

PARA-RAIOS DE OXIDO DE ZINCO		3EL2 120-2PJ31-4NT1	
Tensão nominal	120 kV	Número de serie	URG/11475027
Max. TOC	96 kV	Ano de fabricação	2011
Nível básico de impulso	571 kV	Peso total da unidade completa	34 kg
Tensão de referência	121 kV	Classe de alívio de sobrepresão	65 kA
Norma técnica de projeto e ano de sua edição e IEC 50099-3, Ed. 2, 2004-05		Corrente nominal de descarga (8/20µs)	10 kA (pico)
Tensão residual com	10 kA	8/20 µs	285 kV
Tensão residual com	10 kA	1/2 µs	305 kV
Tensão residual com	1 kA	30/60 µs	236 kV
Número do manual de instrução			928 00047 179
Made in China			

Fonte: Próprio autor (2018)

Os para-raios possuem acessórios que são instalados em conjunto ao dispositivo, como (ALVARES, 2008):

- Contador de descarga: acessório usado para contagem do número de operações do para-raios para corrente acima de certa amplitude e duração;
- Miliamperímetro em conjunto com o contador de descarga: acessório usado para medição e indicação da corrente de fuga total e contagem do número de operações do para-raios para corrente acima de certa amplitude e duração.

A figura 22 mostra o acessório contador de descarga utilizado em conjunto com o para-raios 138 kV na subestação.

Figura 22 - Contador de descarga do para-raios de ZnO



Fonte: Próprio autor (2018)

A figura 23 mostra o acessório miliamperímetro com o contador de descarga em um só equipamento utilizado em conjunto com o para-raios 138 kV na subestação.

Figura 23 - Miliamperímetro e contador de descarga do para-raios de ZnO



Fonte: Próprio autor (2018)

Os para-raios mais utilizados atualmente em subestações e linhas de transmissão são do tipo Óxido de Zinco sem centelhadores.

4.7 Proteção

Os sistemas de proteção devem ter, em condições normais ou durante perturbações, características de sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa adequada, a fim de que seu desempenho não comprometa a segurança do sistema elétrico.

Os sistemas de proteção devem ter saídas para acionar disjuntores com dois circuitos de disparo independentes (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2016).

Aplicação de um relé de proteção:

- Pronta remoção de serviço (desligamento) dos componentes sob falta, ou dos componentes sujeitos a danos, ou ainda dos componentes que de alguma forma possam interferir na efetiva operação do restante do sistema;
- Adequadas sinalizações, alarmes e registros para orientação dos procedimentos humanos posteriores;
- Acionamentos e comandos complementares para se garantir confiabilidade, rapidez e seletividade na sua função de proteção.

Hoje existe uma infinidade de tipos de relés disponíveis no mercado, segundo Mamede, estes podem ser classificados conforme suas características, abaixo as principais (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2016):

Classificação quanto à Forma Construtiva

- Relés fluidodinâmicos;
- Relés eletromagnéticos;
- Relés eletrodinâmicos
- Relés de indução;
- Relés térmicos;
- Relés eletrônicos (estado sólido);
- Relés digitais (microprocessados).

Classificação quanto à Grandeza Elétrica:

- Relés de tensão;
- Relés de corrente;
- Relés de frequência;
- Relés direcionais de potência e corrente;
- Relés de impedância.

Classificação quanto à temporização:

- Relés instantâneos.
- Relés temporizados com retardo dependente (tempo inverso).
- Relés temporizados com retardo independente (tempo definido).

Classificação quanto à Forma de Acionamento

- Relés de ação direta.
- Relés de ação indireta (TC's, TP's).
- Atuação do Relé de Proteção.

Classificação quanto à Construção

❖ Relé de Proteção Eletromecânico

- Robustez;
- Simplicidade construtiva para funções simples;
- Durabilidade (40 a 50 anos);
- Baixo custo de aquisição;
- Impossibilidade de autodiagnóstico;
- Alto custo de manutenção;
- Dificuldade construtiva para funções mais complexas.

❖ Estático

- Bons recursos para funções mais complexas;
- Baixo tempo de operação e rearme;
- Baixo custo de manutenção;
- Maior fragilidade ao meio ambiente;
- Ausência de autodiagnóstico;
- Maior custo de aquisição.

- ❖ Microprocessados
 - Baixo custo de manutenção;
 - Autodiagnostico;
 - Bom desempenho global;
 - Recursos para otimização, interface e serial/paralelo;
 - Menor dimensão;
 - Maior fragilidade;
 - Multifuncionalidade.

4.7.1 Nomenclatura das funções de Proteção

A norma *American National Standards Institute (ANSI) C-37-2(1996)* estabelece a nomenclatura dos códigos das funções de proteções, dos dispositivos elétricos de proteção, regulação e controle.

A tabela 2 apresenta os códigos com as funções de proteção.

Tabela 2 - Nomenclatura ANSI C-37-2 para Proteções Elétricas

Num.	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade

13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobre-excitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo

42	Disjuntor / chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detetor de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato

71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC
83	Relé de seleção / transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 à 99	Usado para aplicações específicas

Fonte: <https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/> (2018)

Complementação da Tabela ANSI C-37-2:

- 50N - sobrecorrente instantâneo de neutro.
- 51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas).
- 50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS).
- 51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas).
- 50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)
- 51Q - relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa com tempo definido ou curvas inversas.
- 51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão.
- 51C - relé de sobrecorrente com controle de torque.
- 50PAF - sobrecorrente de fase instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico.
- 50NAF - sobrecorrente de neutro instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico.
- 59Q - relé de sobretensão de sequência negativa.
- 59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G) calculado ou TP em delta aberto.
- 64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G. A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.
- 67N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado).
- 67G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado).
- 67Q - relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa.

- 78 - Salto vetorial (Vector Shift).
- 87T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos).
- 87N - diferencial de neutro.
- REF - falta restrita à terra.
- 87Q - diferencial de sequência negativa (aplicado para detecção de faltas entre espiras em transformadores).
- 87G - diferencial de geradores.
- 87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador.
- 87SP - proteção diferencial de fase dividida de geradores.
- 87V - Diferencial de tensão de fase.
- 87VN - Diferencial de tensão de neutro.
- 87B - diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância.

5 ESTUDO DE CASO

Como estudo de caso, tomou-se como base uma ocorrência resultante de um desligamento da subestação elevadora 138 kV da UHE Volta do Rio em decorrência da falha do para-raios da fase B, localizado no vão da linha de transmissão Juiz de Fora A, que mediante a falha, originou uma corrente de curto circuito fase-terra, resultando na atuação da proteção elétrica de distância (função ANSI 21) e na explosão do para-raios.

O objetivo do estudo é verificar a atuação dos equipamentos envolvidos nesta ocorrência e analisar as condições dos para-raios sob ponto de vista de manutenção.

5.1 Introdução

A Subestação da UHE Volta do Rio está localizada na cidade de Pirapetinga no estado de Minas Gerais, sendo constituída de dois vãos de linha de transmissão com nível de tensão de 138 kV, sendo a linha de transmissão Juiz de Fora A com 31 km de comprimento no sentido da subestação da UHE Volta do Rio para a subestação da concessionária Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) na cidade de Juiz de Fora.

A outra linha, com 23 km de comprimento no sentido da subestação da UHE Volta do Rio para a subestação do consumidor PAD Brasil no estado do Rio de Janeiro. É constituída também por três vãos de 138 kV provenientes dos transformadores elevadores (13,8/138 kV) oriundos das três unidades geradoras de 12MW cada. Esta subestação possui dois barramentos de 138kV, sendo um principal e o outro de transferência com um disjuntor (SF₆) e seccionadoras permitindo manobras em caso de falha ou manutenção nos equipamentos.

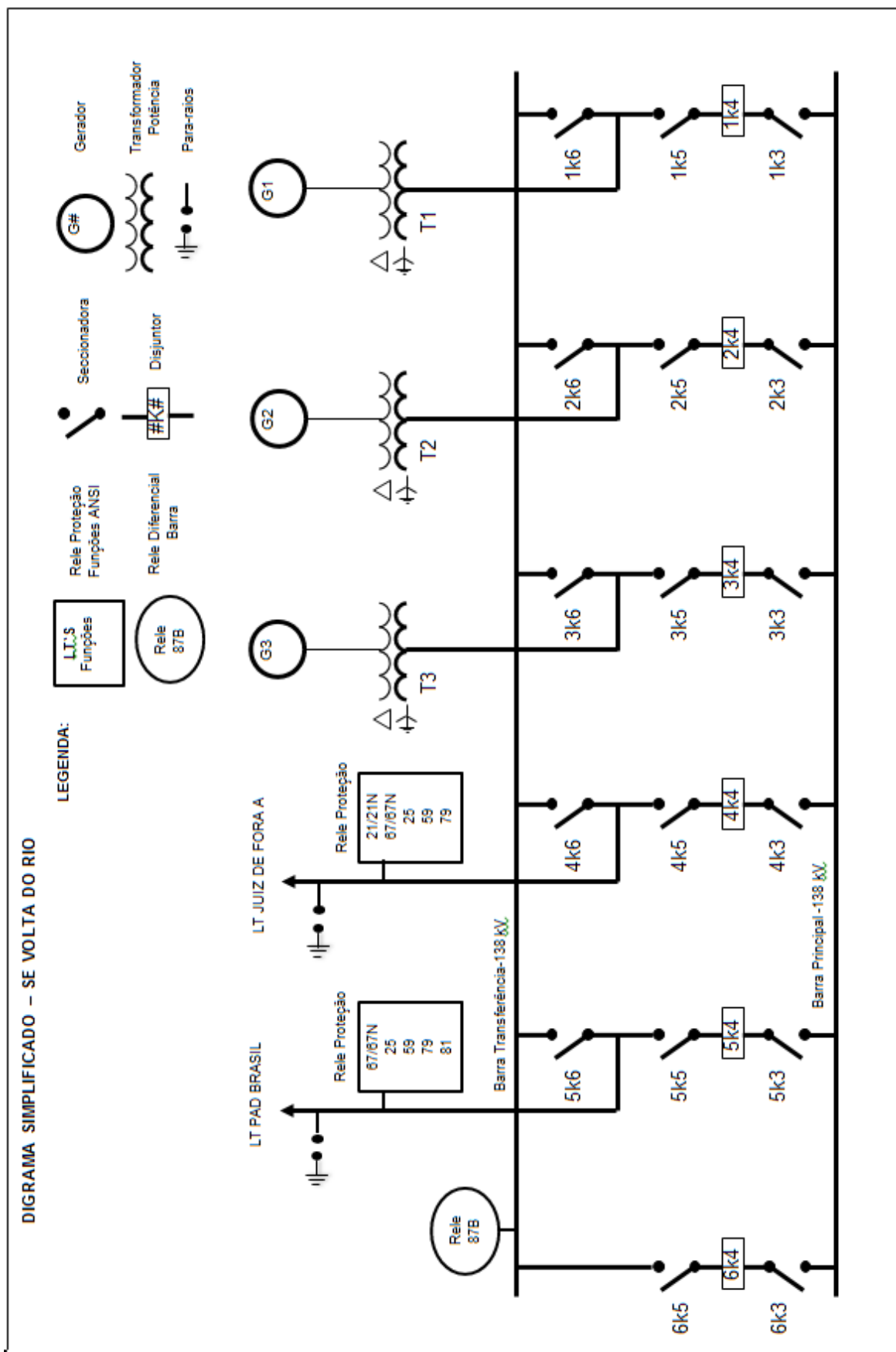
Para uma boa eficiência e confiabilidade da subestação da UHE Volta do Rio, são empregados sistemas de proteção elétricos a fim de garantir a segurança de pessoas e equipamentos, e também, confiabilidade ao SIN. As proteções estão disponíveis nos barramentos da subestação elevadora (SE), nas LTs, nos transformadores de potência e nos geradores.

A seguir, apresenta-se descrição das proteções existentes na subestação, como também filosofias de operação e a análise dos eventos de proteção elétrica ocorrida no dia 16/03/2014, às 22:58 hs, em decorrência da falha do para-raios da

fase B da linha de transmissão Juiz de Fora A no 138kV da subestação da UHE Volta do Rio. Cabe ressaltar que eventos similares ocorreram em outros vãos da subestação nos dias 15/10/2013, às 05:09 hs e 01/01/2014, às 05:31 hs. Em todas as ocorrências o tempo estava limpo, sem chuvas ou descargas atmosféricas.

A Figura 24 apresenta o diagrama unifilar da subestação Volta do Rio.

Figura 24 - Diagrama Unifilar de Operação da SE Volta do Rio



Fonte: Próprio autor

5.2 Proteção no barramento da subestação

As ocorrências que resultam em falhas em barramentos de uma subestação correspondem a menos de 10% das faltas em um sistema elétrico de potência, e geralmente são ocasionadas por rompimento de cabos, pela presença de objetos estranhos entre as fases, ambientes poluídos, animais e descargas atmosféricas (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2016).

Com o objetivo de garantir o fornecimento de energia elétrica a seus consumidores, a subestação Volta do Rio possui um barramento principal de 138kV e um barramento de transferência de 138kV. No barramento principal são conectados os transformadores elevadores de suas respectivas unidades geradoras e os vãos de saída das duas linhas de transmissão. O barramento de transferência é conectado ao barramento principal e respectivo vãos das unidades geradoras por meio de seccionadoras e um disjuntor a SF₆, permitindo transferir qualquer um dos circuitos através dos disjuntores em caso de falhas ou manutenções. (SOUZA, 2017)

Para este barramento está contemplada a proteção diferencial de barra (ANSI 87B), desempenhada por um relé eletrônico.

5.2.1 Função ANSI 87B: Proteção diferencial de barra

A proteção diferencial de barra é obtida através do relé eletrônico específico, que atua na comparação das correntes de entrada e saída da barra, conforme o princípio da Lei de Kirchhoff, onde seu somatório vetorial é igual a zero.

A obtenção das correntes das fontes geradoras e linhas de transmissão para possibilitar a comparação pelo relé se dão por meio de transformadores de corrente, instalados nas buchas de alta tensão dos transformadores e na saída das linhas de transmissão. Ao detectar uma divergência de corrente acima do valor de ajuste do relé eletrônico, este atua efetuando a abertura de todos os disjuntores conectados a barra, desconectando as unidades geradoras e as linhas de transmissão (CAMINHA, 1977).

5.3 Proteções de linhas de transmissão

As linhas de transmissão são responsáveis pelo transporte da energia das usinas geradoras aos centros consumidores e são partes constituintes do sistema elétrico de potência.

Para garantir que todo o defeito em uma linha de transmissão seja eliminado da forma rápida, é necessário um bom sistema de proteção, garantindo que apenas o trecho defeituoso seja isolado. Basicamente, a proteção de linhas de transmissão é realizada por relés de sobrecorrente e distância, com objetivo de eliminar os curtos circuitos entre fases e a terra (CAMINHA, 1977).

A UHE Volta do Rio possui interligada em sua subestação dois vãos de linha de transmissão com nível de tensão de 138 kV, sendo uma linha de 31 km no sentido da subestação da UHE Volta do Rio para a subestação da concessionária CEMIG na cidade de Juiz de Fora; e a outra linha de transmissão com 23 km no sentido da subestação da UHE Volta do Rio para a subestação do consumidor PAD Brasil no estado do Rio de Janeiro.

Nas linhas de transmissão os relés estão ajustados para as seguintes funções de proteção:

- 21/21N – relé de distância de fase e de neutro;
- 67/67N – direcional de sobrecorrente de fase e de neutro;
- 81 – relé de sub e sobrefrequência;
- 79 – relé de religamento;
- 25 – relé de sincronismo.

5.3.1 Função ANSI 21/21N: Proteção de distância

A função de proteção de distância de fase e de neutro (ANSI 21/21N), realizada pelo relé digital de distância de linha, tem por finalidade monitorar a impedância, admitância ou reatância da linha de transmissão, que são grandezas proporcionais ao comprimento da linha de transmissão (KINDERMANN, 2005).

O relé digital de distância compara a tensão na linha de transmissão com a corrente em determinado trecho da linha de transmissão, operando caso a impedância vista pelo relé seja menor que a impedância de ajuste, apresentando como vantagem

sofrer pouca influência das correntes de defeito, variação da capacidade de geração e modificação no arranjo do sistema (CAMINHA, 1977).

5.3.2 Função ANSI 67/67N: Proteção direcional de sobrecorrente

A função de proteção direcional por sobrecorrente de fase e de neutro, (ANSI 67/67N), realizada pelo relé digital microprocessado, tem como características o baixo valor de custo, apresenta complexidade de aplicação, exigindo constantes ajustes à medida que o sistema elétrico é modificado (CAMINHA, 1977).

A função direcional possui sensibilidade em relação ao sentido do fluxo de potência no sistema, controlando a operação do relé direcional de sobrecorrente, habilitando sua atuação conforme o sentido da corrente (KINDERMANN, 2005).

As linhas de transmissão que conectam duas subestações, onde ambas possuem fontes de geração, faz se necessário a instalação de relés direcionais de sobrecorrente nas suas extremidades, pois o fluxo de corrente pode ocorrer nos dois sentidos, situação contrária nos sistemas geração-carga, onde a corrente flui em apenas um sentido. A proteção direcional de sobrecorrente instantânea deve ser ajustada para atuar quando a corrente inversa exceder 80% da corrente nominal de sentido normal, e a proteção temporizada em 25% (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2016).

5.3.3 Função ANSI 81: Proteção de sub e sobrefrequência

A função de proteção de subfrequência e sobrefrequência (ANSI 81), têm por objetivo resguardar as unidades geradoras contra efeitos sistêmicos relacionados à variação brusca de cargas que podem ocasionar sérios danos à unidade geradora.

A entrada não controlada de grandes blocos de carga, assim como a redução de capacidade de geração possui como reflexo imediato a variação de frequência no sistema elétrico de potência, devendo ser controlada pelos centros de operação a fim de restabelecer sua condição normal (CAMINHA, 1977).

Na operação em ocorrências no sistema elétrico, ao ultrapassar os limites inferiores ou superiores do ajuste do relé de frequência, atuará o disparo da abertura do disjuntor nos vãos de saída das linhas conectadas ao barramento da SE,

desconectando as unidades geradoras do sistema interligado (SIN), garantindo que os efeitos de sub e sobrevelocidade provenientes das oscilações de frequência não prejudiquem os equipamentos da geradora (SOUZA, 2017).

5.3.4 Função ANSI 79: Relé de Religamento

O relé de religamento (ANSI 79) possui um ajuste temporizado que permite o fechamento do disjuntor da linha de transmissão após a abertura por atuação da proteção. Transcorrido o tempo de ajuste, esta função reduz o tempo de interrupção no fornecimento de energia elétrica ao sistema, diminuindo o tempo de recomposição nos defeitos temporários nas linhas de transmissão, como descargas atmosféricas e contatos com galhos de árvores (KINDERMANN, 2005).

5.3.5 Função ANSI 25: Relé de sincronismo

A função (ANSI 25) é realizada pelo relé de sincronismo, que atua comparando os parâmetros de frequência, ângulo de fase e tensão de dois sistemas em corrente alternada, garantindo que os parâmetros estejam dentro dos limites pré-ajustados para a interligação e sincronismo dos mesmos (KINDERMANN, 2005).

5.4 Filosofia de atuação das proteções

5.4.1 Filosofia de proteção da linha de transmissão Juiz de Fora A

A Subestação da UHE Volta do Rio, por meio de uma linha de transmissão conectada à subestação da concessionária CEMIG em Juiz de Fora, é ligada ao Sistema Interligado Nacional e garante o suprimento de energia elétrica a consumidores.

Nos casos onde há perda ou parada da geração da UHE Volta do Rio, a linha de transmissão permite o fluxo de potência inverso, mantendo o funcionamento do consumidor PAD Brasil, com a capacidade de fluxo de potência em ambos os sentidos.

Devido à importância e necessidade de continuidade na conexão entre as subestações, os curtos-circuitos nessa linha de transmissão ocasionam primeiramente a abertura do disjuntor de saída da linha na Subestação da concessionária CEMIG. Esta LT possui relés de proteção com a função de religamento automático (ANSI 79).

No instante do desligamento da linha de transmissão de Juiz de Fora A, as unidades geradoras da UHE Volta do Rio são desconectadas do barramento por meio da abertura de seus disjuntores, devido filosofia de proteção através da atuação do rele auxiliar de desligamento em grupo, permitindo que um fechamento automático do disjuntor no vão de saída da LT na SE da concessionária CEMIG possa ser realizado sem risco de danos para as unidades, que permanecem excitadas com tensão nominal em seus terminais.

Após a reenergização da linha de transmissão Juiz de Fora (A), a alimentação do consumidor PAD Brasil é automaticamente normalizada, e o sincronismo das unidades geradoras pode ser realizado de forma rápida pelo operador da instalação sem riscos ao sistema.

Na eventualidade de ocorrências com falha na abertura dos disjuntores das unidades geradoras, decorrido o tempo de 280 ms (milissegundo), o disjuntor no terminal da SE UHE Volta do Rio também efetua sua abertura, garantindo que o fechamento do disjuntor da SE da concessionária e, conseqüente, reenergização da LT não ocasione curto-circuito nos terminais da unidade geradora, devido à falta de sincronismo perdida entre os sistemas durante a abertura do disjuntor no terminal da SE da concessionária CEMIG.

Na impossibilidade de retorno imediato desta linha de transmissão ao seu funcionamento normal, uma das unidades geradoras é conectada ao barramento da SE, alimentando de forma radial o consumidor PAD Brasil, até que a linha possa ser normalizada (SOUZA, 2017).

5.4.2 Filosofia da Proteção da linha de transmissão PAD Brasil

A linha de transmissão que atende o consumidor PAD Brasil possui a função de religamento automático (ANSI 79), programado para efetuar de forma automática, até duas tentativas de fechamento do disjuntor no terminal da subestação da UHE Volta do Rio sem a necessidade de intervenção do operador, possibilitando evitar que

falhas temporárias que possam ocorrer na linha não resultem em longos períodos de interrupção no fornecimento de energia à estação do consumidor.

O primeiro religamento está programado com um intervalo de tempo de 2,5 segundos após a abertura do disjuntor no vão de saída da linha por atuação da proteção. Permanecendo a falta, uma segunda abertura do disjuntor é realizada pelo sistema de proteção, devido à tentativa de reenergização da LT no primeiro religamento.

Decorrido 160 segundos após a segunda abertura, um novo comando de fechamento do disjuntor é realizado de forma automática, caso a falha na LT ainda esteja presente, o mesmo se abre novamente por proteção, impedindo seu fechamento, diante de indícios de falhas permanentes, sendo necessárias inspeções criteriosas a fim de diagnosticar as causas do curto-circuito e intervenções para normalização (SOUZA,2017).

5.5 Análise Cronológica da Ocorrência Acidental na Subestação

No dia 16/03/2014, às 22:58 hs, o para-raios da fase B, localizado na alta tensão da subestação da UHE Volta do Rio no vão da linha de transmissão Juiz de Fora (A), sentido à subestação da concessionária CEMIG falhou, originando uma corrente de curto-circuito fase-terra e, conseqüentemente, atuação da proteção elétrica de distância da linha (ANSI 21). A Tabela 3 apresenta os dados nominais do para-raios danificado nesta ocorrência.

Tabela 3 - Dados nominais do para-raios danificado

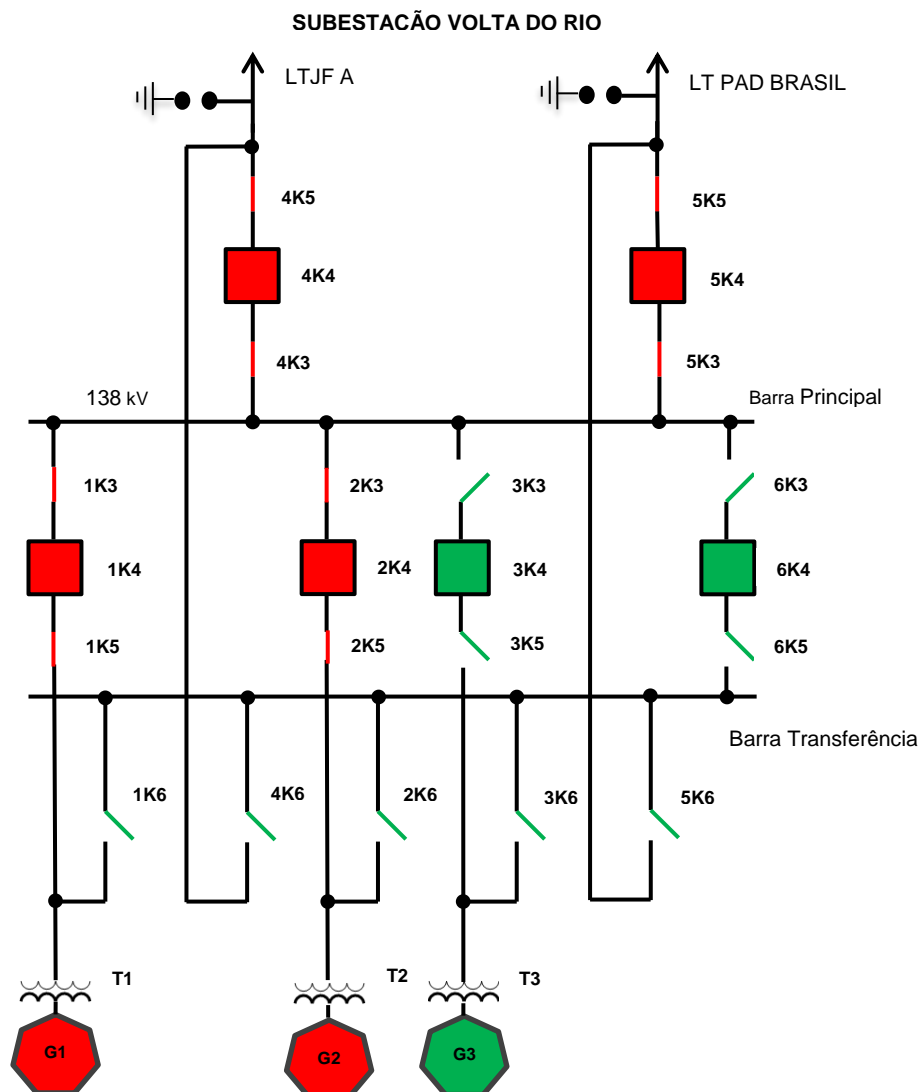
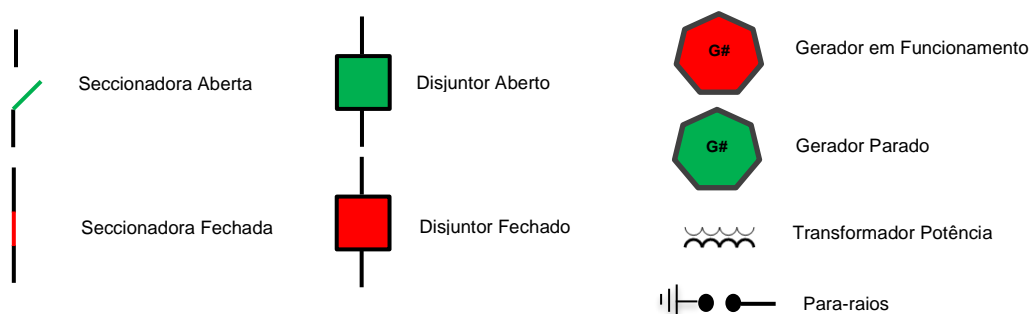
PARA-RAIOS 138 KV LTJF A – SE UHE VOLTA DO RIO	
FABRICANTE:	HUBBELL OHIO BRASS
MODELO:	VN POLYMER HOUSED IEC CLASS 3
UR:	120 KV
UC:	98 KV
CLASSE IEC:	3
CORRENTE DESCARGA:	10 KA
CAPACIDADE ALIVIO DE PRESSÃO:	80 KA
INVÓLUCRO - ISOLAMENTO:	POLIMÉRICO
PASTILHAS CERÂMICAS	ÓXIDO DE ZINCO - ZnO
ANO DE INSTALAÇÃO:	1997

Fonte: Próprio autor (2018)

A condição inicial dos disjuntores das linhas de transmissão de Juiz de Fora A e da linha de transmissão do consumidor PAD Brasil estavam fechados, como também os disjuntores das unidades geradoras UG-1 e UG-2 que mantinham um fluxo de potência de 24,0 MW (12,0 MW cada) para o sistema. A UG-3 estava parada por baixa vazão afluente.

A Figura 25 mostra o diagrama simplificado da SE Volta do Rio com a situação dos equipamentos antes na atuação da proteção.

Figura 25 - Equipamentos da SE antes da falha no para-raios fase

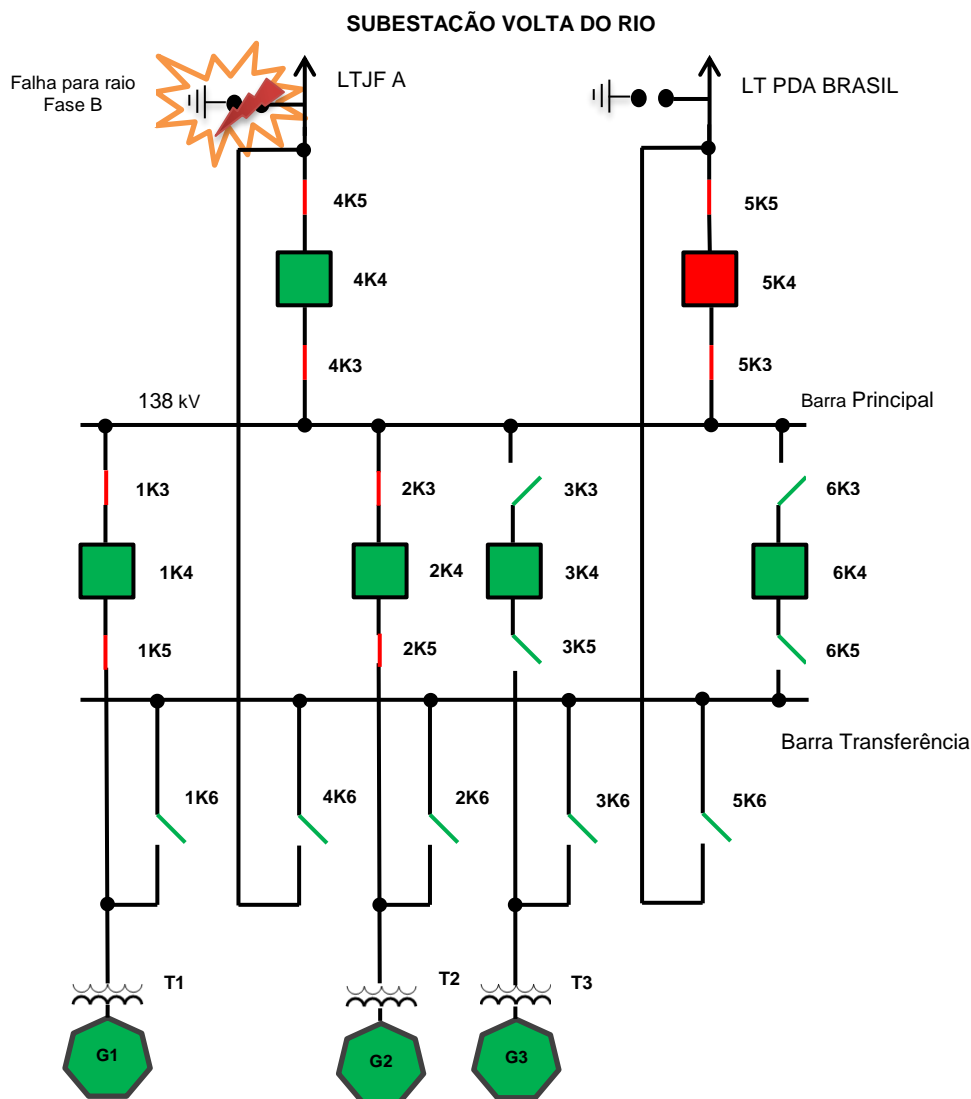
**LEGENDA:**

Fonte: Próprio autor (2018)

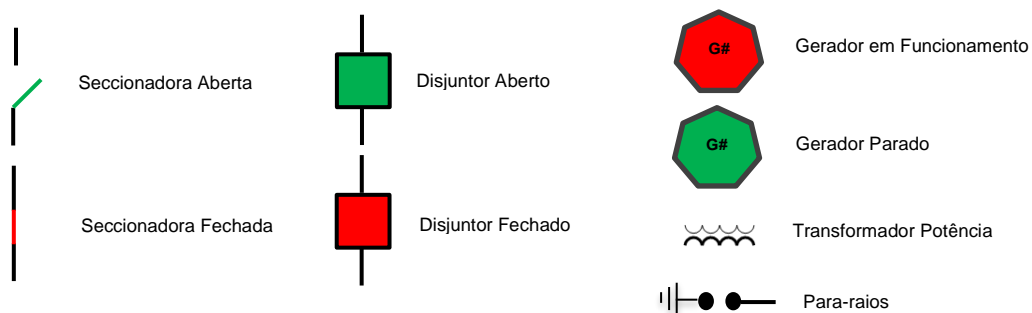
Com a atuação da proteção de distância da linha (ANSI 21) na subestação da UHE Volta do Rio, resultou na abertura do disjuntor da linha de transmissão de Juiz de Fora A e na abertura dos disjuntores das unidades geradoras UG-1 e UG-2, ocorrendo a rejeição de carga com 24MW.

A Figura 26 apresenta o diagrama simplificado da SE Volta do Rio com a situação dos equipamentos após a atuação da proteção.

Figura 26 - Equipamentos da SE depois da falha no para-raios fase B



LEGENDA:



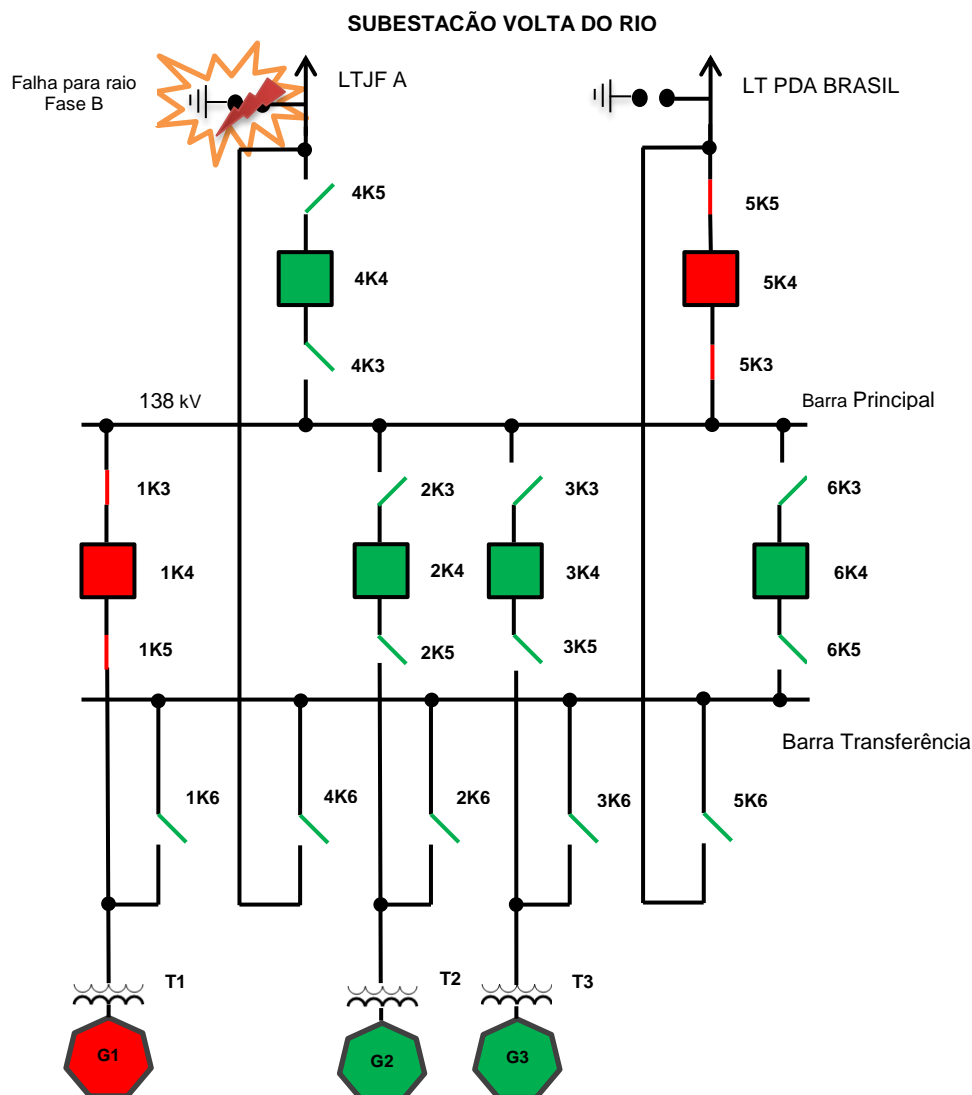
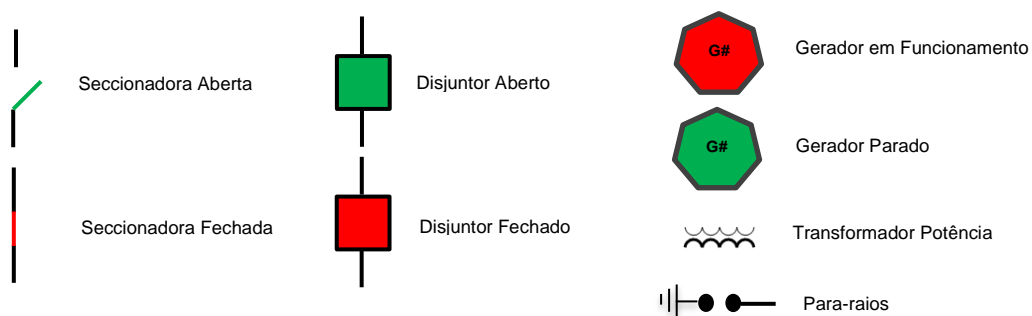
Fonte: Próprio autor (2018)

Após a atuação da proteção de distância da linha (ANSI 21), as equipes de campo realizaram uma inspeção na subestação, com objetivo de localizar as causas da interrupção.

A falha no para-raios da fase B foi localizada no barramento, em seguida, ocorreram manobras para isolar a linha de transmissão Juiz de Fora A até a chegada da equipe de manutenção, retomando a operação da UG-1 para alimentar a LT do consumidor PAD Brasil, em caráter radial.

A Figura 27 apresenta o diagrama da subestação após a ocorrência alimentando o consumidor.

Figura 27 - Equipamentos da SE alimentando o consumidor PAD Brasil

**LEGENDA:**

Fonte: Próprio autor (2018)

Após a intervenção da equipe de manutenção da CEMIG, isolando o circuito do para-raios defeituoso da linha de transmissão Juiz de Fora (A), a UHE Volta do Rio

retomou sua geração, interligando a UG-2 ao sistema elétrico e normalizando os circuitos da Subestação na condição inicial.

A cronologia da ocorrência pode ser separada em dois eventos: o primeiro, curto fase-terra devido à falha do para-raios da linha, tendo como atuação a proteção de distância da linha; já o segundo, religamento da linha pela extremidade da subestação da concessionária CEMIG em Juiz de Fora - SE JF1, o que causou realimentação do curto, e danificou ainda mais o equipamento. A Figura 28 mostra o corpo do para-raios da fase B após a corrente de curto-circuito.

Figura 28 - Para-raios fase B da LT JFA danificado após ocorrência



Fonte: Próprio autor (2014)

A Figura 29 mostra o corpo do para-raios da fase B após a corrente de curto-circuito.

Figura 29 - Para-raios fase B da LT JFA danificado após ocorrência



Fonte: Próprio autor (2014)

A Figura 30 apresenta a isolação do equipamento feito pela equipe de manutenção da concessionária CEMIG em caráter provisório para restabelecimento do circuito.

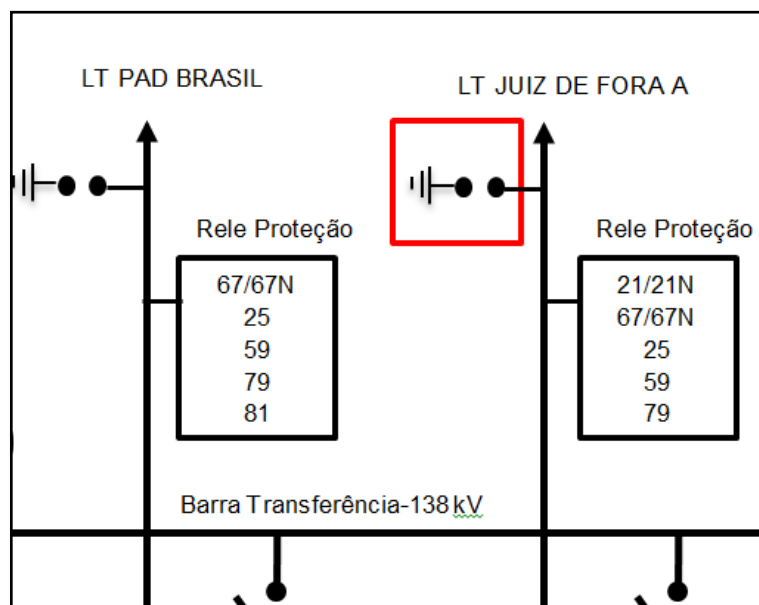
Figura 30 - Para-raios Fase B da LT JF A isolada pela concessionária CEMIG



Fonte: Próprio autor (2014)

A Figura 31 mostra a localização do para-raios no diagrama unifilar da subestação da UHE Volta do Rio.

Figura 31 - Localização do para-raios no diagrama unifilar da SE Volta do Rio



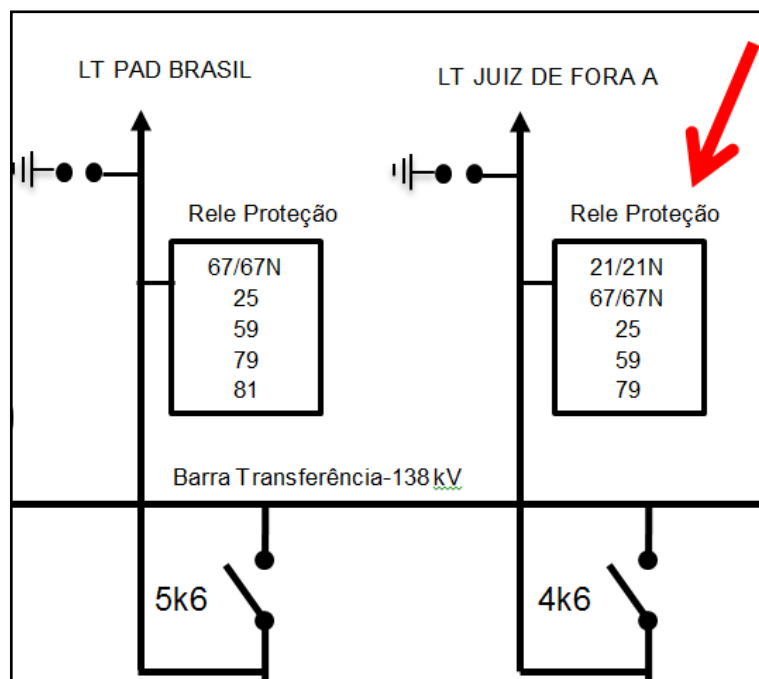
Fonte: próprio autor (2018)

Nesta ocorrência houve a atuação do relé de proteção de distância da linha de Juiz de Fora A na subestação da UHE Volta do Rio, não tendo ocorrido nenhuma outra atuação de proteção na usina. Este estudo aborda somente a atuação das proteções de linha.

O relé de proteção (ANSI 21/21N) da LT Juiz de Fora A está ajustado e sensibilizado para faltas à terra que possam ocorrer ao longo da linha, desde a Subestação da UHE Volta do Rio até a Subestação da concessionária CEMIG - SE JF1.

Durante a ocorrência relatada, a falha dos para-raios da fase B, o relé de proteção (ANSI 21/21N) atuou corretamente, enviando o comando para abertura do disjuntor 4K4 desinterligando a LT. A Figura 32 mostra a localização da proteção 21/21N no diagrama unifilar da SE.

Figura 32 - Localização do relé 21/21N no diagrama da SE UHE Volta do Rio



Fonte: próprio autor (2018)

Após a análise da ocorrência concluiu-se que o sistema de proteção da subestação da UHE Volta do Rio operou de forma satisfatória na falha do para-raios da fase B da linha de transmissão Juiz de Fora A. A proteção do relé (ANSI 21/21N) operou de forma correta, tendo uma atuação quase que instantânea 20 ms (milissegundos). O disjuntor teve um tempo de atuação de aproximadamente 80 ms.

Provavelmente a fragmentação do para-raios da fase B deveu-se ao religamento da linha pela extremidade da Subestação da concessionária da CEMIG em Juiz de Fora na SE JF1, causando a realimentação do curto-circuito pelo SIN.

Não foi possível detectar a causa da falha do para-raios, sendo que muitas hipóteses podem ser levantadas, como: distúrbios de sobretensão, final da vida útil, fadiga do material, entre outras suposições. Como não se obteve nenhuma oscilografia de tensão durante os eventos, nada pode ser afirmado quanto à causa.

6 METODOS DE MONITORAMENTO DE PARA-RAIOS

Os métodos de monitoramento de para-raios estão inseridos dentro dos conceitos e métodos de manutenção aplicados aos equipamentos de uma subestação e sistema elétrico como um todo. Os métodos de manutenção expressam a maneira pela qual é realizada a intervenção nos equipamentos, nos sistemas ou nas instalações, existindo diversas maneiras de classificar os métodos de manutenção, que podem ser entendidos como aqueles cujos conjuntos de ações levam a uma diminuição ou eliminação da perda de produção, minimização do custo e tempo de reparo.

É comum encontrar a seguinte divisão dos tipos de manutenção: Manutenção Preventiva, Manutenção Preditiva e Manutenção Corretiva.

➤ Manutenção Preventiva:

O termo manutenção preventiva, segundo a NBR 5462 (ABNT, 1994) pode ser definido como a manutenção efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item. A manutenção preventiva corresponde à ação tomada para manter um item físico em condições operantes por meio de inspeções, detecção, prevenção de falhas, reformas e troca de peças e está em um nível superior se comparada à manutenção corretiva, pois a máquina (ou equipamento ou o sistema) encontra-se em estado operacional, mas seu desempenho está reduzido, a ponto de entrar em estado de falha.

➤ Manutenção Preditiva:

O termo manutenção preditiva, segundo a NBR 5462 (ABNT, 1994) pode ser definido como o tipo de manutenção que garante uma qualidade de serviço desejada, com base na aplicação sistemática de técnicas de medições e análise, utilizando-se de meios de supervisão ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva.

Manutenção Preditiva é o conceito moderno de manutenção não invasiva em que se acompanha o comportamento de determinados elementos do equipamento ou

identifica-se um componente com desempenho diferente do esperado e uma vez constatado a anomalia, realiza-se a manutenção. A Manutenção Preditiva permite otimizar a troca das peças ou reforma dos componentes e estender o intervalo de manutenção, pois permite prever quando a peça ou componente estão próximos do seu limite de vida e deve ser estabelecida com extremo cuidado, pois necessita de informações sobre o funcionamento do equipamento, as condições ambientais em que o equipamento trabalha e do processo de envelhecimento de cada componente.

➤ **Manutenção Corretiva:**

Conforme a NBR 5462 (ABNT, 1994), o termo manutenção corretiva pode ser definido como a manutenção efetuada após a ocorrência de uma incapacidade de um item em desempenhar uma função requerida, destinada a recolocar um item em condições de executar esta função. O objetivo da manutenção corretiva é manter a condição de integridade operacional e a viabilidade do sistema, após a ocorrência da falha, ou seja, é uma prática reativa de manutenção. A manutenção corretiva em máquinas e equipamentos só é efetuada após a falha de uma peça ou componente do sistema.

Para estudo dos métodos de monitoramento do para-raios e aplicação da manutenção destes equipamentos é necessário conhecer as características técnicas e sua função dentro do sistema elétrico.

Os para-raios à base de óxido de zinco (ZnO) são equipamentos fabricados para absorver e drenar para a terra a energia proveniente de sobretensões no sistema de geração, transmissão e distribuição do setor elétrico, com o objetivo de proteger os equipamentos em uma subestação e circuitos elétricos, contribuindo para o aumento da confiabilidade, economia e disponibilidade de operação dos sistemas os quais protegem. Tamanho à importância dos para-raios para o sistema elétrico, faz-se necessário o monitoramento e diagnóstico das condições de operação e eficácia deste equipamento, sendo necessário o desenvolvimento como também o aprimoramento de técnicas e procedimentos que estejam mantendo os para-raios em perfeito funcionamento, pois as falhas que venham a ocorrer resultam em desligamentos não programados, danos em outros equipamentos da instalação e risco aos profissionais (ALVARES, 2008).

Os equipamentos que compõem uma subestação podem ser solicitados por sobretensões resultantes de ocorrências no sistema ou por descargas atmosféricas. A fim de impedir que estes equipamentos sejam danificados, é necessário a inserção de um dispositivo de proteção contra sobretensões, sendo direcionado para os para-raios como os equipamentos mais adequados para esta aplicação.

A característica operacional de um para-raios se baseia em um comportamento de um circuito aberto em condições normais, e em um circuito fechado, curto circuito, quando exposto a uma sobretensão. Operam como limitadores de tensão, impedindo que valores de um determinado nível de grandeza elétrica possam alcançar os equipamentos para os quais fornecem proteção (ALVARES, 2008).

Com o tempo, os para-raios instalados em campo sofrem alterações temporárias ou permanentes em suas características físicas, elétricas e térmicas que afetam significativamente seu desempenho por estarem sujeitos a diversas intempéries. A intensidade dessas alterações está ligada diretamente ao nível de degradação dos para-raios, quanto mais degradado estiver, maiores serão as alterações em suas características operacionais nominais. Para-raios degradados estão sujeitos a falhas permanentes que podem reduzir a confiabilidade dos sistemas elétricos, uma vez que outros equipamentos podem vir a falhar em cascata, devido à incapacidade de suportar elevados níveis de sobretensões, comprometendo, inclusive a segurança das pessoas, seja diretamente na subestação ou indiretamente devido a desligamentos não programados. Segue abaixo alguns aspectos a serem observados (LIRA, 2012):

- Perda de estanqueidade: é caracterizada pela perda do isolamento físico entre o meio ambiente e o meio interno do para-raios, possibilitando a troca de gases entre eles;
- Entrada de umidade: pode decorrer de duas causas, sendo na fabricação e a outra causa seria a perda de estanqueidade ou falha na vedação do equipamento. O principal problema é a ocorrência de descargas parciais, causadas pela formação de vapor de água no meio interno;
- Poluição superficial: pode provocar o surgimento de bandas secas na superfície da porcelana, gerando descargas superficiais na porcelana alterando o campo elétrico na região e provocando o aquecimento dos varistores;

- Degradação dos varistores: resultado do seu envelhecimento natural, do seu envelhecimento precoce ou mesmo da sua fratura;
- Desalinhamento da coluna ativa: provoca o surgimento de caminhos condutivos preferenciais nas regiões de maior contato entre os blocos varistores, de forma que há um sobreaquecimento provocando o seu desgaste prematuro;
- Distribuição irregular de tensão: proveniente de falhas de projeto ou de poluição superficial nos para-raios. A distribuição irregular provoca concentrações de campo elétrico nas regiões mais poluídas ou mais próximas do condutor energizado, resultando na degradação prematura dos varistores.

Os métodos de monitoramento são agrupados de acordo com o seu princípio de funcionamento. Segue alguns métodos: desconectores, contadores de descargas, medição de corrente de fuga e medição de temperatura (LIRA, 2012).

Os métodos desconectores e contadores de descargas são de baixo custo de implementação, contudo possuem a grande desvantagem de serem baseados em processos eletromecânicos, estando sujeitos a uma maior probabilidade de falhas.

O método de monitoramento baseado na medição da corrente de fuga total é considerado um método direto, pois fornecem uma grandeza elétrica relacionada à operação do equipamento.

Já o método baseado na medição de temperatura externa no para-raios é bastante promissor, pois não é invasivo e pode ser aplicado à distância, não demandam intervenções no sistema ou arranjos especiais de medição. Contudo, ele está sujeito a interpretações subjetivas dos resultados, uma vez que não se têm consolidado regras claras para identificação de defeitos em para-raios (LIRA, 2012).

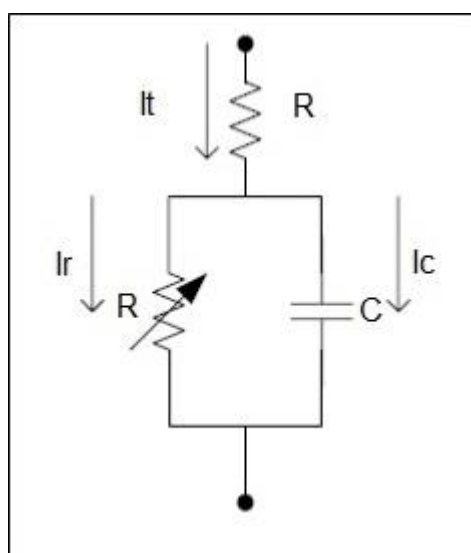
Serão, abordados neste capítulo o método de monitoramento com base na corrente de fuga e monitoramento com base na termografia, sendo estes monitoramentos e procedimentos no ponto de vista de manutenção de suma importância para a proteção e disponibilidade operacional de uma subestação e sistema elétrico em geral.

6.1 Monitoramento com base na corrente de fuga

Em geral, os métodos realizam a decomposição da corrente de fuga total em componentes resistiva e capacitiva. Contrariamente à corrente de fuga total, a componente resistiva e sua harmônica de 3ª ordem apresentam variações significativas, tanto na forma, quanto na amplitude, proporcionais ao nível de degradação dos para-raios. Com isso, a maioria dos métodos de diagnóstico baseados na análise da corrente de fuga faz uso da componente resistiva e da sua harmônica de 3ª ordem para fornecer o diagnóstico de para-raios (LUNDQUIST et al., 1990).

A figura 33 apresenta a representação elétrica de um para-raios de ZnO.

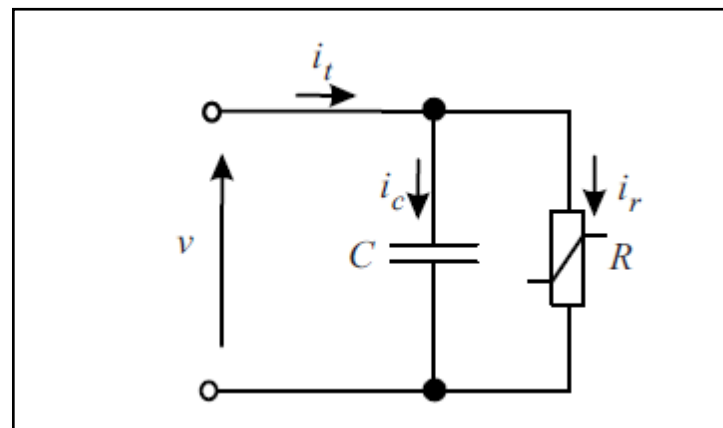
Figura 33 - Representação elétrica de um para-raios de ZnO



Fonte: LUNDQUIST, et al. (1990)

Normalmente, convencionou-se que, a corrente de fuga total do para-raios é composta por uma componente resistiva e outra capacitiva. Esta convenção é representada por meio do modelo elétrico de para-raios para baixas correntes, mostrado na Figura 34.

Figura 34 - Modelo de Para-raios para baixas correntes



Fonte: LIRA (2012)

Este modelo é composto por uma capacitância em paralelo com uma resistência não linear. A capacitância C correspondente à permissividade dos varistores de Oxido de Zinco e às capacitâncias parasitas, sendo função também da tensão aplicada ao para-raios (LUNDQUIST et al., 1990). A resistência não linear R , por sua vez, representa a característica não linear da curva VI do para-raios, a qual está relacionada ao processo de condução dos varistores de (ZnO). A condução se dá através de mudanças na barreira de potencial formada na região intergranular dos varistores. Esta barreira muda de acordo com a intensidade do campo elétrico aplicado. A resistência R também é função da temperatura do varistor (LUNDQUIST et al., 1990). Dessa maneira a equação 6.1 apresenta a seguinte relação entre as correntes total (i_t), capacitiva (i_c) e resistiva (i_r):

$$i_t(t) = i_c(t) + i_r(t) \quad (6.1)$$

i_t – corrente total (Ampere);

i_c – corrente capacitiva (Ampere);

i_r – corrente resistiva (Ampere).

em que a equação 6.2 apresenta a relação entre a capacitância e a tensão aplicada ao para-raios - $v(t)$:

$$i_c(t) = C \frac{dv(t)}{dt} \quad (6.2)$$

Ic – corrente capacitiva (Ampere);

C – capacitância (Farad).

Em geral, a medição da corrente de fuga total é implementada através de miliamperímetros acoplados ao para-raios ou por medições utilizando instrumentos portáteis. Esta medição não é conclusiva para diagnóstico definitivo de falha do para-raios, porém auxilia e alerta as equipes de manutenção e planejamento para ensaios e inspeções mais criteriosas. Segundo informações do fabricante Hubbell (EUA), um ponto de alerta é quando a corrente de fuga total no miliamperímetro passar de 0,8mA (miliamper). A Figura 35 apresenta um miliamperímetro típico encontrado permanentemente instalado em para-raios de subestação.

Figura 35 - Miliamperímetro



Fonte: BRITTO (2006)

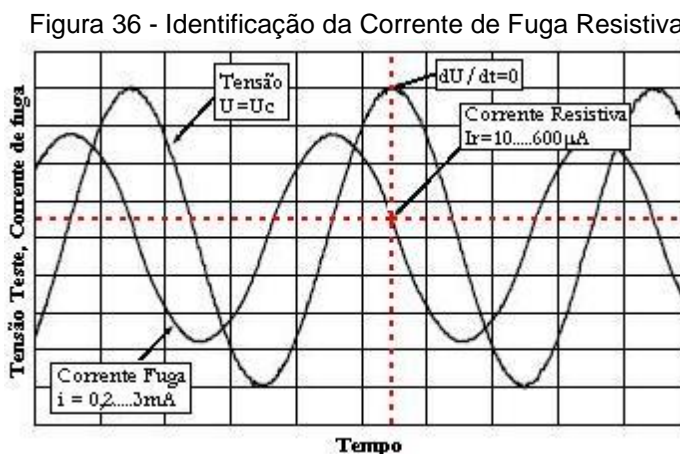
Considerando as variações normais que ocorrem nos sistemas elétricos, a medição da corrente de fuga total é comprovadamente inadequada para a determinação das condições de para-raios.

6.1.1 Medição da corrente de fuga capacitiva

A medição da corrente de fuga capacitiva não é confiável para se avaliar a condição de para-raios em operação, pois não existem evidências de que a corrente de fuga capacitiva seja influenciada significativamente pela alteração da característica “tensão x corrente” de resistores de ZnO (SCHEI, 2000).

6.1.2 Medição da corrente de fuga resistiva

SCHEI (2000) define a corrente de fuga resistiva como sendo a corrente no instante de máxima tensão ($dU / dt = 0$) como indicado na Figura 36:



Fonte: SCHEI (2000)

A medição da corrente de fuga resistiva pode ser feita de quatro formas (SCHEI, 2000):

- Usando o sinal de tensão como referência. Neste método, que tem sido mais utilizado no campo, o valor da componente resistiva é obtido no instante em que a tensão através dos terminais do para-raios atinge o seu valor de crista ($dU / dt = 0$). Uma restrição deste método durante a medição é a necessidade do sinal de referência, que nem sempre é fácil de ser obtido. As fases adjacentes do para-raios e a presença de harmônicas de tensão do sistema podem reduzir a precisão do método.
- Compensando a componente capacitiva utilizando um sinal de tensão. Ao se compensar a componente capacitiva da corrente de fuga total

utilizando um sinal de tensão, a sensibilidade na medição da componente resistiva é aumentada.

- Compensando a componente capacitiva sem a utilização de um sinal de tensão. Este é um método onde a necessidade de um sinal de tensão é eliminado, e que pode ser executado de diferentes formas. O princípio básico é que o sinal de referência da frequência fundamental é criado através da informação derivada da corrente de fuga.
- Compensando a componente capacitiva através da combinação da corrente de fuga das três fases. O método assume que as correntes capacitivas são canceladas se as correntes de fuga das três fases forem somadas. A corrente resultante é composta das harmônicas das correntes resistivas dos três para-raios, já que as componentes fundamentais são canceladas. Se existir um aumento da corrente resistiva de um dos para-raios, a corrente capacitiva permanece constante e o aumento irá aparecer na corrente somada.

6.1.3 Análise harmônica da corrente de fuga

Devido à resistência não-linear dos varistores de ZnO, a corrente de fuga contém harmônicas quando o para-raios é energizado com uma tensão senoidal. Como as amplitudes das correntes harmônicas crescem com a componente resistiva da corrente de fuga, o conteúdo harmônico pode ser usado como um indicador das condições do para-raios. Diferentes implementações destes métodos podem ser encontrados (SCHEI, 1998): a verificação da relação da soma das harmônicas em relação à corrente de fuga total; a medição de correntes harmônicas de terceira ordem; e, por último, a técnica de compensação, onde correntes harmônicas de terceira ordem geradas pelas harmônicas na tensão do sistema são eliminadas, de modo a obter-se somente a componente de terceira ordem gerada pelo próprio para-raios, esse tema pode ser abordado em um trabalho futuro.

6.2 Monitoramento com base na Termografia

Será apresentado o tema termografia com o tratamento de imagens térmicas e planejamento das atividades, com objetivo de propiciar conhecimento teórico e técnico na aplicação deste monitoramento em manutenções preditivas, para inspeções em para-raios de subestações, realizados através de equipamento específico, chamado termovisor.

6.2.1 Termografia

A termografia é uma ciência criada na década de 60, que consiste na aquisição e análise de informações térmicas a partir de equipamentos que obtém imagens térmicas, sendo uma técnica na qual as medições de temperatura são realizadas na faixa do infravermelho, que constitui uma faixa de frequência eletromagnética naturalmente emitida por qualquer corpo, mediante relação com a sua temperatura (ALVARES, 2008).

As imagens que possibilitam a visualização da distribuição de temperatura da superfície a ser focalizada são denominadas como termogramas. A técnica de termografia se enquadra na modalidade de manutenção preditiva que é todo o trabalho de acompanhamento e monitoração das condições do equipamento, de seus parâmetros operacionais e sua eventual degradação.

A termografia caracteriza por um processo de coleta e análise de dados térmicos com total segurança principalmente pela ausência de contato físico de instrumentos de medição com o equipamento e circuito a ser medido, estando estes equipamentos em pleno funcionamento (ALVARES, 2008).

Uma inspeção por termografia avalia o estado de normalidade operacional do equipamento em funcionamento, levando em consideração as características construtivas e carga imposta a ele, referenciando e analisando as temperaturas de projeto e as temperaturas de natureza operacional encontradas a cada inspeção. Segundo (ALVARES, 2008), em equipamentos elétricos a aplicação da inspeção termográfica apresenta os seguintes resultados:

- Manutenção preditiva: previne danos de forma antecipada e que causem elevados custos de reparos;

- Tempo: inspeção em elevado número de equipamentos com menor duração;
- Planejamento: permite um planejamento das atividades e correções de falhas de forma programada;
- Vida útil: detecção de irregularidades, evitando a queima ou perda prematura do equipamento.

A figura 37 mostra uma imagem termograma (°C) de uma inspeção termográfica preditiva realizada no para-raios fase B do vão LT Juiz de Fora A na subestação da UHE Volta do Rio.

Figura 37 - Termograma do para-raios de ZnO fase B - Subestação Volta do Rio



Fonte: Próprio autor (2014)

Para a realização da inspeção termográfica para aquisição de imagens chamadas de termogramas, faz-se necessário a utilização do equipamento chamado termovisor, que utiliza na sua tecnologia, o sistema infravermelho imageador, dotado de recurso para a análise e medição de distribuições térmicas na superfície de um objeto ou dispositivo, na forma de imagens, possibilitando a detecção de qualquer aquecimento anormal, fora do padrão térmico de projeto e operacional do dispositivo.

Todos os objetos e dispositivos emitem radiação devido à agitação térmica de átomos e moléculas que são formados. Quanto maior a temperatura do dispositivo, mais radiação ele emite, na sua maioria sob forma da luz infravermelha, invisível ao olho humano, mas sensível aos equipamentos termovisores que captam a radiação

infravermelha emitida pelos objetos e dispositivos fornecendo imagens térmicas dos objetos que estão submetidos a inspeção, denominadas termogramas. O Fato de a radiação resultar da temperatura de superfície do objeto ou dispositivo possibilita que a câmera do termovisor calcule e mostre a temperatura (ALVARES, 2008).

A radiação medida pelo equipamento termovisor não depende apenas da temperatura do objeto, mas também da emissividade, pois a energia infravermelha total que propagada da superfície de um objeto é a soma dos componentes irradiados, transmitidos e refletidos da radiação. Portanto, para medir a temperatura de um objeto ou dispositivo, faz-se necessário compensar alguns fatores, fornecendo os seguintes ajustes aos termovisores (ALVARES, 2008):

- Emissividade: relação entre a energia irradiada por um corpo real e a que seria irradiada por um corpo ideal com máxima capacidade de emissão (emissividade = 1);
- Umidade relativa: umidade relativa do ar;
- Temperatura ambiente refletida: temperatura do meio circundante ao objeto a ser medido;
- Distância: define a distância entre o objeto e a lente frontal do termovisor.

A figura 38 mostra um aparelho termovisor de fabricação FLIR utilizado para monitoramento de inspeção termográfica nos diversos dispositivos.

Figura 38 - Termovisor utilizado em inspeções termográficas preditivas



Fonte: <https://prod.flir.com.br/browse/professional-tools/thermography-cameras>

Na busca de detecção de falhas e anomalias em para-raios de subestações, é possível identificar amplas faixas de temperatura e o comportamento ao longo da vida

operacional do dispositivo, criando um banco de dados de imagens através de um processo contínuo de monitoramento do seu comportamento (ALVARES, 2008).

6.2.2 Planejamento das Atividades de Termografia

As atividades de termografia nos objetos e ou dispositivos, e no caso deste estudo especificamente os para-raios de uma subestação, devem seguir alguns princípios de planejamento e aprimoramento técnico, levando em conta que é recomendável que esta inspeção termográfica seja realizada por profissionais que tenham treinamentos específicos tanto na técnica da termografia quanto no equipamento termovisor. Necessário também que este profissional tenha autorização para trabalhar em área de riscos em eletricidade e conheça o sistema elétrico de potência, bem como ser certificado e estar com os treinamento e habilitações em dia.

A figura 39 mostra um triângulo com o conjunto de três premissas empregadas no processo de inspeção termográfica, afirmando que a qualidade e o resultado da implantação do programa de termografia no ambiente industrial dependem da interação entre o executor com treinamento e conhecimento técnico, o sistema e as metodologias de processamento (ALVARES, 2008).

Figura 39 - Tríade da qualidade em Termografia



Fonte: ALVARES (2008)

Para uma boa qualidade e resultado desejável em uma inspeção termográfica em campo, o executor deve levar os seguintes equipamentos:

- Equipamentos de proteção Individual (EPI);

- Ordem de serviço, dos locais a serem inspecionados;
- Termovisor;
- Câmera digital e acessórios;
- Binóculo;
- Termo higrômetro;
- Material para anotações.

É recomendado que na fase de planejamento e programação das atividades de termografia, verificar se não possui ordem de serviço aberta para algum equipamento, verificar qual a carga do equipamento evitando inspeções abaixo de 50% da corrente nominal, evitar inspeção em equipamentos com tempo de energização menor que 45 minutos, evitar inspeção com chuva, evitar radiação solar excessiva e inspeções com velocidade do vento maior que 5 m/s. As inspeções termográficas em para-raios de subestação são realizadas com os equipamentos energizados devendo respeitar a distância de segurança conforme níveis de tensão do sistema elétrico de potência (ALVARES, 2008).

No planejamento da uma inspeção termográfica nos equipamentos de uma subestação, como indicação da ANEEL resolução 669 (2015); segue as seguintes periodicidades:

Subestação com periodicidade semestral (06 meses):

- Seccionadoras;
- Disjuntores;
- TC's;
- TP`s;
- Para-raios;
- Transformadores de potência;
- Painel de auxiliares dos transformadores;
- Painel de proteção;
- Conexões em geral.

A cada inspeção termográfica realizada, caso detecte alguma anomalia, abrir solicitação de serviço e classificar quanto à criticidade e prioridade, encaminhando para o setor de planejamento da empresa.

6.2.3 Inspeção Termográfica em Para-raios da SE

Antes da execução da inspeção termográfica nos para-raios da subestação, faz-se necessário uma detalhada verificação dos aspectos externos do dispositivo, como, estado de conservação, condições de limpeza, existência de trincas nas saias ao longo da coluna de isoladores, estado de fixação e base do para-raios, conexões e contador de descarga e ou miliamperímetro (ALVARES, 2008).

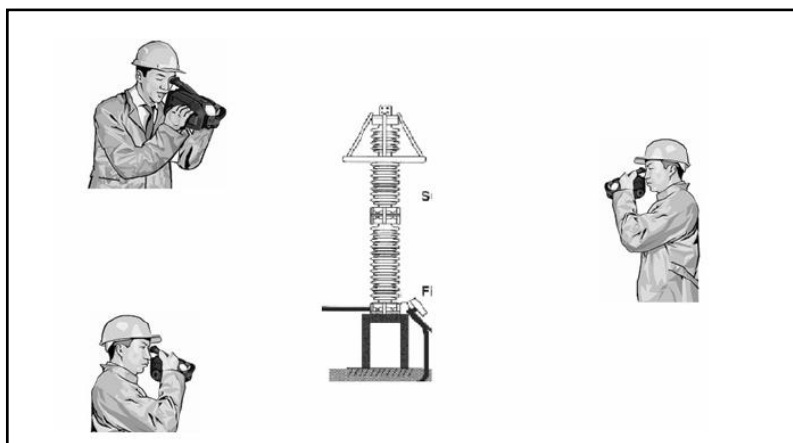
Como sugestão a ser seguida em uma inspeção termográfica em para-raios de subestação, segue uma lista (ALVARES, 2008):

- Verificar a programação e o planejamento com a emissão da ordem de serviço;
- Fazer provisionamento levando os equipamentos, EPI's e materiais;
- Analisar relatórios existentes;
- Realizar análise preliminar de risco da atividade (APR);
- Realizar autorização de permissão de trabalho (PT) e acesso a subestação;
- Realizar inspeção termográfica conforme procedimento específico para cada tipo de termovisor;
- Procurar restringir a imagem à superfície alvo, evitando que a presença de outras fontes de calor influencie na imagem;
- Atentar para os ajustes de foco, nível, distância e ganho no termovisor;
- Ajustar a emissividade do termovisor em 0,75 nos para-raios com invólucro de cerâmica e com invólucro polimérico;
- Utilizar sempre a mesma distância entre o termovisor e o para-raios em todas as medições em um conjunto de para-raios;
- Registrar imagens digitais do alvo nas mesmas posições em que foram realizados os termogramas;
- Realizar as medições focando o para-raios no mínimo em três ângulos, podendo atingir até seis posições;
- Fazer relatórios e registrar a inspeção e ou qualquer anomalia encontrada.

A figura 40 mostra a execução da inspeção termográfica de um para-raios focando no mínimo em três posições, com ângulos de 120°, podendo chegar a seis

posições com ângulos de 60°. O objetivo é identificar uma anomalia em qualquer parte do resistor (SILVA, 2007).

Figura 40 - Inspeção termográfica com três posições com ângulos de 120°



Fonte: SILVA (2007)

Ao realizar a inspeção termográfica, as imagens termogramas coletadas são transferidas para o ambiente do software, onde se inicia a identificação de cada termograma pelo número operacional do circuito e pelo nome do faseamento do sistema elétrico. A imagem de cada para-raios é dividida em quatro áreas, no mínimo, então considerando a medição em três posições (120°), teremos para cada posição, quatro áreas, totalizando 12 áreas a serem analisadas.

Define-se a temperatura de referência como a menor temperatura encontrada na área A01 (menor temperatura nas três posições na mesma área em um para-raios ou conjunto de para-raios) efetuada por comparação, tomando-se todos os termogramas aquisitados em todas as três posições de cada para-raios. As temperaturas de referência das outras áreas A02 a A04, seguirão a mesma sequência descrita para a área A01.

O gradiente de temperatura (ΔT) encontrado é a temperatura aparente aquisitada nas três posições em cada área menos a temperatura de referência da respectiva área.

Segundo (SILVA, 2007), para considerar um para-raios em subestações como aquecidos de forma anormal, adota-se o seguinte critério:

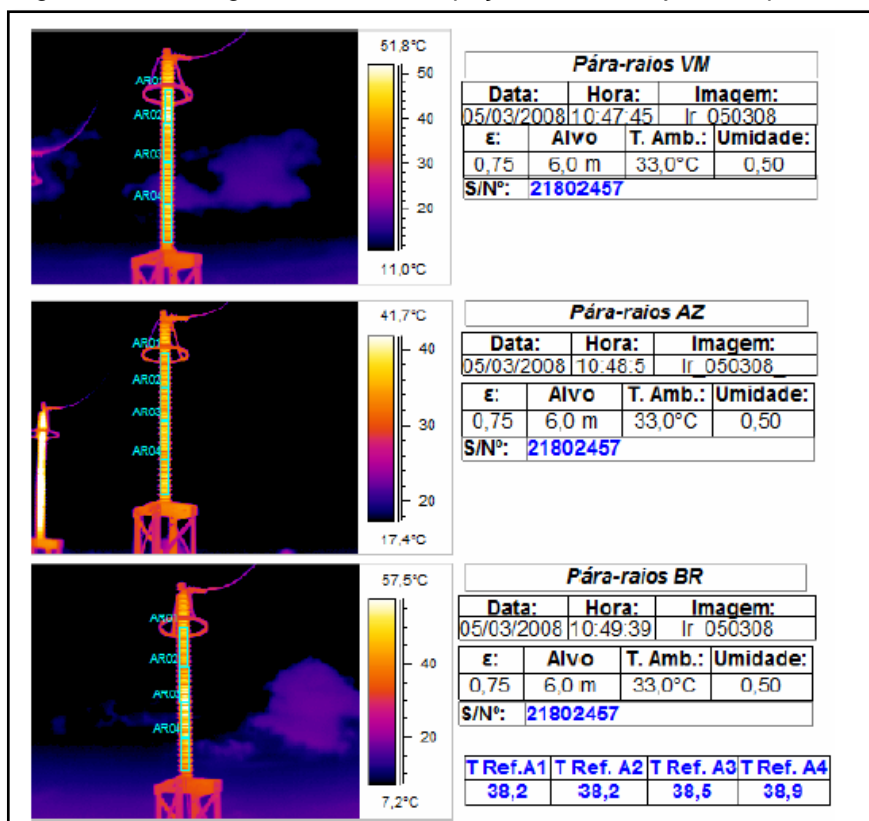
- Para-raios de Carboneto de Silício (SiC): para gradiente de temperatura (ΔT) entre 7 °C e 10 °C, considerando que a análise foi feita de modo

comparativo entre mesmos módulos de diferentes fases, para um mesmo modelo e fabricante, recomenda-se reduzir a periodicidade para mensal. Para gradiente (ΔT) maior que 10 °C, acionar manutenção e planejamento para tomada de decisões.

- Para-raios de Óxido de Zinco (ZnO): para gradiente de temperatura (ΔT) maior que 5 °C entre fases de para-raios de mesmo modelo e fabricante, recomenda-se periodicidade mensal. Se o gradiente (ΔT) atingir 6 °C, acionar manutenção e planejamento para tomada de decisões.

A figura 41 mostra um exemplo de termogramas de uma inspeção termográfica preditiva realizada em um conjunto de para-raios de ZnO com invólucro polimérico de uma subestação de 138 kV da subestação da Siderúrgica ICAL. Cada para-raios foi dividido em quatro áreas, seguindo a metodologia pré-definida para análise das inspeções nos dispositivos. Estão indicados também nesta figura os ajustes feitos para o termovisor (ALVARES, 2008).

Figura 41 - Termogramas de uma inspeção em um conjunto de para-raios



Fonte: ALVARES (2008)

A tabela 4 mostra um exemplo do gradiente de temperatura (ΔT) encontrado para os para-raios de ZnO com invólucro polimérico de uma subestação de 138 kV da subestação da Siderúrgica ICAL, levando em consideração a comparação das temperaturas encontradas e as temperaturas de referências em todas as subáreas e posições de análise da inspeção termográfica preditiva. Nesta inspeção foram consideradas seis posições ao invés de três posições, buscando um melhor detalhamento e um maior número de amostras de temperatura para análise. A tabela mostra que houve gradientes de temperatura consideráveis nos para-raios fase VM e fase BR.

Tabela 4 - Gradiente de temperatura encontrado para os para-raios - subáreas e posições de análise
 ΔT Geral Inspeção 1 - ($^{\circ}\text{C}$)

Posição	Para-raios fase VM				Para-raios fase AZ				Para-raios fase BR			
	A1	A2	A3	A4	A1	A2	A3	A4	A1	A2	A3	A4
1	10,0	7,5	5,9	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	10,1	14,9	15,5	10,5
2	16,9	15,9	11,4	12,7	2,2	2,1	2,1	1,8	14,1	18,7	21,8	16,8
3	17,0	14,7	11,5	12,9	1,9	2,0	2,0	2,0	14,0	19,0	22,0	16,3
4	15,5	13,0	11,4	12,5	1,3	1,5	1,5	2,0	12,0	16,8	20,2	15,2
5	14,8	13,9	9,4	9,3	0,5	0,8	1,0	0,7	13,1	20,8	21,1	14,4
6	11,5	10,4	7,7	7,3	0,6	1,3	1,2	1,0	10,8	12,6	15,5	11,6

Fonte: ALVARES (2008)

Os para-raios que apresentarem gradientes de temperatura superiores aos limites pré-estabelecidos estão propícios a apresentarem falhas, devendo ser mais bem monitorados e analisados, para tomada de decisão para futura substituição, pensando na disponibilidade operacional da subestação e principalmente na segurança das pessoas que trabalham próximas destes dispositivos.

7 CONCLUSÃO E PROPOSTA

7.1 Conclusão

Diante dos estudos e metodologias verificadas, conclui-se que tanto o método de monitoramento por corrente de fuga, quanto o método de monitoramento por termografia são aplicáveis e trazem resultados que antecipam a falha do dispositivo para-raios, claro que cada uma com sua particularidade.

O método de monitoramento por corrente de fuga total com análise da componente resistiva, capacitiva e sua harmônica de 3ª ordem fornece um diagnóstico apropriado do estado operativo do para-raios; porém este método apresenta uma limitação técnica e prática que é a aquisição de uma amostra da tensão aplicada no para-raios no campo, além das interferências das outras fases e circuitos da subestação que pode influenciar na amostragem das grandezas elétricas. Estas limitações podem inviabilizar a realização do diagnóstico em campo, o que impacta na disponibilidade operacional da subestação e eleva os custos de manutenção caso opte por fazer o monitoramento em laboratório.

A medição da corrente de fuga total implementada através de miliamperímetros acoplados ao para-raios ou por medições utilizando instrumentos portáteis não é conclusiva para diagnóstico definitivo de falha do para-raios, porém auxilia e alerta as equipes de manutenção e planejamento para necessidade de verificações e inspeções minuciosas nos dispositivos de proteção.

O monitoramento por termografia nos para-raios de uma subestação mostrou-se eficiente e seguro, pois tem a vantagem de não exigir o desligamento dos equipamentos sem contar a praticidade de uso do instrumento de medição.

A metodologia de inspeção apresentada neste trabalho para as inspeções termográficas é de fácil entendimento e aplicável nas manutenções preditivas dos equipamentos no setor industrial, pois menciona que nas inspeções, deve-se pelo menos realizar três posições de leituras com o termovisor, com espaçamentos iguais com ângulos de 120°, mas para aumentar a área a ser inspecionada e cobrindo com maior precisão toda a área do para-raios e conseqüentemente o resistor não linear, conclui-se que dividindo o para-raios em seis posições, com espaçamentos iguais com ângulos de 60°, aumenta a eficiência do monitoramento devido maior número de variáveis e maior abrangência da área a ser controlada e mapeada periodicamente.

O estudo também direcionou para cuidados que o mantenedor tem tomar tanto na fase de planejamento quanto na fase de execução da inspeção, atentando no ajuste do termovisor, referente à emissividade, distância do aparelho e o alvo, temperatura ambiente e umidade relativa do ar, como também nas variáveis externas que influenciam, como radiação solar, velocidade do vento, poluição nas saias dos isoladores do para-raios e o correto espaçamento das posições de aquisição das imagens no momento da inspeção. A termografia entrega uma avaliação indireta da performance e condição operativa do para-raios, porém para apoiar nas decisões e nos diagnósticos, uma avaliação criteriosa depende de dados técnicos e características do fabricante e resultados anteriores de análises de campo para análise de tendência.

Do estudo de caso se conclui que uma manutenção preditiva mais apurada do para-raios é de suma importância diante das perdas e transtornos causados, não só pela perda operacional do equipamento, segurança das pessoas, mas da geração e indisponibilidade da linha de transmissão e da usina diante do SIN. Em uma parada programada essas perdas podem ser reduzidas e controladas. O uso apenas do miliamperímetro instalado nos para-raios ou apenas o contador e operações não traz informação suficiente para um bom diagnóstico do estado do equipamento, sendo recomendada a utilização de técnica específica e um conjunto de ferramentas e equipamentos para uma manutenção eficiente. A termografia sendo realizada por apenas uma posição de visão, não retrata a condição total do comportamento térmico dos resistores não lineares em um para-raios, sendo a metodologia e técnica apresentada de medição em várias posições equidistantes, a melhor e mais eficiente manutenção preditiva para busca de falhas.

Mediante as falhas ocorridas nos para-raios da subestação Volta do Rio, e agora de posse deste conhecimento e metodologias apresentadas, ao analisar históricos de termografias e leituras de corrente de fuga total do miliamperímetro instalado no campo, foi possível constatar que os para-raios danificados estavam apresentando valores de temperaturas acima do gradiente de referência informado no estudo de termografia, bem como a corrente de fuga total do miliamperímetro apresentava valores próximos ao limite de referência do fabricante, mostrando que estavam com problemas internos em seus elementos não lineares. Uma manutenção preditiva utilizando os métodos mencionados neste trabalho serão objetos de

aplicação na rotina de manutenção da subestação Volta do Rio, contribuindo para o controle, análise e diagnósticos das condições operacionais dos equipamentos.

7.2 Proposta

Como proposta para trabalhos futuros, abre oportunidades de ampliar conhecimento e novas técnicas como já vem sendo estudadas, como a nova metodologia de monitoramento de para-raios de ZnO referenciando apenas o controle da corrente de fuga total, onde dispensa a medição da tensão de referência do para-raios. Os sinais são medidos e mediante modelo matemático desenvolvido e gerenciado por software, direciona para um diagnóstico mais preciso e menos invasivo quanto à indisponibilidade dos equipamentos.

Para continuidade e desenvolvimento de outros estudos e pesquisas, abre também uma oportunidade na área de termografia e tratamento de imagens, além de explorar técnicas sobre infravermelho, o que traz melhorias na interpretação e mensuração da correta temperatura para intervir no para-raios.

REFERÊNCIAS

- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA - ANEEL. **Capacidade de Geração do Brasil**, 2018. Disponível em: <www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 15 Outubro 2018.
- ÁLVARES, R. C. **Diagnóstico de Falhas em Para-raios Utilizando Termografia**. Trabalho de Dissertação de Mestrado. Belo Horizonte: UFMG, 2008.
- BRITTO, T. M. **Metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada a Para-raios de Alta Tensão**. Trabalho de Dissertação de Mestrado. Florianópolis: UFSC, 2006.
- CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. São Paulo: Edgar Blücher Ltda, 1977.
- CEPEL – ELETROBRAS, **Curso sobre Para-raios de Distribuição, Estação e Linhas de Transmissão**. 1977.
- IEC. IEC 60099-5 **Surge Arresters - Selection and Application Recommendations**. [S.l.], 2000.
- IEC – INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION, **Guia de Aplicação de Para-raios de Resistor não Linear em Sistemas de Potência 60099-5:1996**, 2001.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgar Blucher Ltda, 2005.
- KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Volume 3. Florianópolis – SC: Edição do autor, 2005.
- LEÃO, R. P. S. **GTD - Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Federal do Ceará (Apostila). Ceará, p. 37. 2009.
- LIRA, G. R. S. D. **Monitoramento de Para-raios de Óxido de Zinco com Base na Medição da Corrente de Fuga Total**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, p. 108. 2012.
- LUNDQUIST, J.; STENSTROM, L.; SCHEI, A.; HANSEN, B. **New Method for Measurement of the Resistive Leakage Currents of Metal-Oxide Surge Arresters in Service**. IEEE Trans. Power Del., v. 5, n. 4, p. 1811–1822, October 1990.
- MAMEDE FILHO, J. **Manual de equipamentos elétricos**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- MAMEDE, D. R.; MAMEDE FILHO, J. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

MENEZES, V. P. D. **Linhas de Transmissão de Energia Elétrica: Aspectos Técnicos, Orçamentários e Construtivos**. UFRJ / Escola Politécnica (Monografia). Rio de Janeiro, p. 77. 2015.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Mapas**, 2017. Disponível em: <www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 23 Setembro 2018.

REIS, L. B. D. **Geração de energia elétrica**. 2. ed. Barueri, SP: Manole, 2011.

SENA, P. F. S. **Estudo e avaliação específica da proteção diferencial aplicada a linha de transmissão de 500kV que interliga a Usina de Tucuruí à subestação Eletrobrás-Eletronorte**. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal do Pará. Belém. 2011.

SCHEI, A.; 2000. **Diagnostic Techniques for Surge Arresters with Main Reference to On-Line Measurement of Resistive Leakage Current of Metal-Oxide Arresters**. *CIGRE Session*. Paper P1-05.

SCHEI, A.; FRANCO, J. L.; 1998. **Experiência no Monitoramento de Pára-raios de Óxido Metálico em Serviço**. In: *VIII ERLAC Encuentro Regional Latino Americano de la Cigré*. Ciudad Del Leste - Paraguai.

SILVA FILHO, D. **Dimensionamento de usinas hidroelétricas através de técnicas de otimização evolutiva**. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. Tese (Doutorado). São Carlos. 2003.

SILVA, N. S. **Instrução de Manutenção de Para-raios SiC e ZnO**, Instrução de Manutenção IM-OM-SE-00346, CEMIG, 2007.

SOUZA, A. R. **Análise da Proteção dos Sistemas Elétricos de Potência de Usinas Hidroelétricas – com Estudo de Caso**. Trabalho de Conclusão de Curso. Faculdade Doctum Juiz de Fora, 2017.

STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.