

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCIANO SILVA DOS SANTOS

**ESTUDO DOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NOS ÍNDICES DE
DESEMPENHO DA SUBESTAÇÃO DE VILA DO CONDE E SUBESTAÇÃO DE
MARABÁ**

DM: 12 / 2016

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Maior/2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCIANO SILVA DOS SANTOS

**ESTUDO DOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NOS ÍNDICES DE
DESEMPENHO DA SUBESTAÇÃO DE VILA DO CONDE E SUBESTAÇÃO DE
MARABÁ**

**Dissertação submetida à Banca
Examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica
da UFPA para a obtenção do Grau
de Mestre em Engenharia Elétrica na
área de Sistemas de Energia.**

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Maio /2016

Dados Internacionais de Catalogação- na-Publicação (CIP)
Biblioteca Central /UFPA

Santos, Luciano Silva dos ,1982-

Estudos dos efeitos das descargas atmosféricas nos índice de desempenho das subestações de Vila do Conde e subestação de Marabá/
Luciano Silva dos Santos. - 2016.

84f. : il. ; 29 cm

Orientador(a): Prof. Dra. Brígida Ramati Pereira da Rocha.

Co-orientador: Prof. Dr. João dos Santos Protazio

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia – ITEC, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2016.

1. Eletricidade atmosférica - Vila do Conte (PA). 2. Eletricidade atmosférica - Marabá. 3. Descarga atmosférica. I. Título.

CDD – 22 ed. 551.5632098115

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ

INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“ESTUDO DOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NOS ÍNDICES DE
DESEMPENHO DA SUBESTAÇÃO DE VILA DO CONDE E SUBESTAÇÃO DE
MARABÁ”**

AUTOR: LUCIANO SILVA DOS SANTOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA.

APROVADA EM 10/05/2016

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. BRÍGIDA RAMATI PEREIRA DA ROCHA
(ORIENTADOR – UFPA)

Prof. Dr. ARTHUR DA COSTA ALMEIDA
(MEMBRO – UFPA)

Prof. Dr. VALQUIRIA GUSMÃO MACEDO
(MEMBRO – UFPA)

Prof. Dr. JOSÉ ALBERTO SILVA DE SÁ
(MEMBRO – UEPA)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes
(COORDENADOR DO PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

A minha mãe Maria Silva dos Santos pelo apoio incondicional para que possa seguir meu caminho de forma honesta.

Ao meu pai Genival Lúcio dos Santos que sempre acreditou em seus filhos e que lhes ensinou que o estudo é o melhor caminho para o crescimento do ser humano.

À minha irmã Luciana Silva dos Santos e Sobrinha Anna Francisca Santos da Silva que me deram forças para seguir esse caminho.

Em especial aos meus filhos Isabella Brito de Aviz Silva dos Santos e Isaías de Aviz Gomes que os mesmos estando longe de mim me incentivam a crescer para que todo esse esforço seja revertido ao crescimento pessoal, profissional e intelectual dos mesmos.

Aos companheiros de estudo que sempre cooperaram e me apoiaram nos momentos difíceis.

À professora e amiga Doutora Brígida Ramati Pereira da Rocha pelo apoio, incentivo e dedicação para comigo visando meu crescimento e amadurecimento no contexto do conhecimento.

A ELETRONORTE pela cessão de dados.

Ao CESIPAM pelo apoio tecnológico para que esse estudo tenha sido formalizado e ao CNPq que financiou esta pesquisa.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	VI
LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE GRÁFICOS.....	XII
LISTA DE TABELAS.....	XII
RESUMO.....	XIII
ABSTRACT.....	XIV

CAPÍTULO 1

1. Introdução	15
1.1. Objetivo	16
1.2. Organização dos Capítulos.....	16

CAPÍTULO 2

2. Descrição das Subestações de Vila do Conde e de Marabá.....	18
2.1. Subestação Vila do Conde.....	18
2.2. Serviço Auxiliar.....	21
2.3. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) da SE VDC.....	22
2.4. Subestação Marabá.....	25

CAPÍTULO 3

4. Descarga Atmosférica.....	27
3.1. Introdução.....	27
3.2. Definições Básicas.....	28
3.3. Formação de Descarga Atmosférica	28
3.4. Classificação das Descargas.....	29
3.4.1. As descargas em Nuvens	29
3.4.2. As descargas entre Nuvem e Solo	29
3.5. Sistemas de Localização de Descargas Atmosféricas.....	30

CAPÍTULO 4

4. Sistemas de Proteção para Descargas Atmosféricas.....	31
4.1. Introdução.....	31
4.2. Elementos de um Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica.....	31
4.3. Métodos de Proteção Contra Descarga Atmosférica.....	32
4.4. Fatores Essências para o SPDA.....	34
4.4.1. Aterramento.....	35
4.4.2. Blindagem	38
4.4.3. Cabeamento	40
4.4.4. Dispositivos de Proteção Contra Surtos.....	41

CAPÍTULO 5

5. Proteção Contra Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão.....	43
5.1. Introdução.....	43
5.2. Relés de Proteção para Linha de Transmissão.....	46
5.3. Considerações Gerais de Proteção de linhas de Transmissão.....	47
5.3.1. Definições Básicas do Sistema de Proteção.....	47
5.3.2. Características do Sistema de Proteção de Linha.....	49

CAPÍTULO 6

6. Qualidade de Energia Desempenho na Transmissão.....	52
6.1. Introdução.....	52
6.2. Indicadores de Continuidade e Desempenho do Sistema Elétrico.....	53
6.2.1. Cálculo dos Indicadores de Continuidade.....	54

CAPÍTULO 7

7. Efeitos de Descargas Atmosféricas nos Índices de Desempenho da Subestação de Vila do Conde.....	57
7.1. Introdução.....	57

7.2. Transitórios.	58
7.2.1. Caso Piloto de Estudo.....	61
7.2.2. Análise dos Resultados Referentes aos Desligamentos.....	65
7.2.3. Efeitos dos Desligamentos nos Índices de Desempenho.....	72

CAPÍTULO 8

8. Conclusão.....	79
--------------------------	-----------

REFERÊNCIAS.....	81
-------------------------	-----------

LISTA DE FIGURAS

Fig. 01 - Subestação Vila do Conde–Eletronorte.....	18
Fig. 02 - Vista Aérea por satélite da SE Vila do Conde.....	18
Fig. 03 - Linhas de Transmissão Instaladas.....	19
Fig. 04 - Sistemas de Transformação.....	19
Fig. 05 - Sistemas Ancilares	20
Fig. 06 - Diagrama Unifilar Elétrico da SE VDC.....	21
Fig. 07 - Diagrama Unifilar ESA 125 VCC da SE VDC... ..	23
Fig. 08 - Diagrama Unifilar ESA 460/220 VCA da SE VDC... ..	23
Fig. 09 - SPCS Linha de Transmissão de 500KV da SE VDC... ..	24
Fig. 10 - SPCS de Banco de Reatores da SE VDC	25
Fig. 11 - SPCS Barra de 500KV da SE VDC.....	25
Fig. 12 - Rede de Dados, Controle e Supervisão da SE VDC	26
Fig. 13 - Nuvem Bipolar Sendo Arrastada... ..	26
Fig. 14 - Ionização do Ar e Descarga Atmosférica... ..	27
Fig. 15 - Ruptura da Resistência Dielétrica.....	27
Fig. 16 - Tipos de Descargas... ..	28
Fig. 17 - Sistema de Proteção por Pará raios Tipo Franklin.....	28
Fig. 18 - Sistema de Proteção Gaiola de Faraday.....	30
Fig. 19 - Sistema de Proteção Método das Esferas Rolantes... ..	30
Fig. 20 - Esquema TN-S.....	31
Fig. 21 - Esquema TN-C... ..	32
Fig. 22 - Esquema TN-C-S.....	35
Fig. 23 - Esquema TT.....	36
Fig. 24 - Esquema IT.....	37
Fig. 25 - Cabo FTP.....	38
Fig. 26 - Cabo STP.....	39
Fig. 27 - Cabo SSTP.....	39
Fig. 28 - Bandeja Metálica Aterrada... ..	40
Fig. 29 - Painel Interno com DPS.....	40
Fig. 30 - Relé de Distância Tipo Impedância... ..	42
Fig. 31 - Temporizações das Zonas de Proteção... ..	42
Fig. 32 - Características Gerais de Operação de Relés de Distância.....	43

Fig. 33 - Características Gerais de Operação de Relés de Distância com Características de Direcionalidade.....	43
Fig. 34 - Trecho de uma Linha de Transmissão.....	44
Fig. 35 - Relé Numérico de Proteção de Distância 7SA6.....	47
Fig. 36 – Circuito Alimentador.....	47
Fig. 37 - Subestação Vila do Conde com a Linha de Transmissão Vila do Conde – Castanhal, Seleccionada como Piloto do Sistema Elétrico para Aplicação da Metodologia Desenvolvida.....	49
Fig. 38 - Dados de Raios em 03.12.10.....	50
Fig. 39 - Dados de Raios em 24.03.11.....	53
Fig. 40 - Dados de Raios em 14.02.12.....	53
Fig. 41 - Dados de Raios em 25.03.12.....	59
Fig. 42 - Dados de Raios em 14.05.12.....	65
Fig. 43 - Dados de Raios em 20.12.12.....	65
Fig. 44 - Dados de Raios em 10.07.13.....	68
Fig. 45 - Dados de Raios em 06.09.13.....	68
Fig. 46 - Dados de Raios em 14.02.12.....	69
Fig. 47 - Dados de Raios em 25.03.12.....	70
Fig. 48 - Dados de Raios em 14.05.12.....	70
Fig. 49 - Dados de Raios em 20.12.12.....	71
Fig. 50 - Dados de Raios em 10.07.13.....	71
Fig. 51 - Dados de Raios em 06.09.13.....	72
Fig. 52 - Dados de Raios em 06.09.13.....	72

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 01- Corrente Transitória Impulsiva Oriunda de uma Descarga Atmosférica.....	63
Gráfico 02- Desligamentos na Linha de Transmissão Produzidos por Descarga Atmosférica... ..	67
Gráfico 03- Desligamentos na Subestação Produzidos por Descarga Atmosférica... ..	67
Gráfico 04- Gráfico DEC Anual.....	74
Gráfico 05- Gráfico FEC Anual	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sistema de transmissão Eletronorte da SE Vila do Conde.....	20
Tabela 2 – Interrupções de Energia	59
Tabela 3 - Qualidade de Energia – Fundamentos Básicos	62
Tabela 4 - Desligamentos por Descarga (ZCIT , VCAN , DOL).....	67
Tabela 5 - Índices de Continuidade (DEC e FEC)	74
Tabela 6 - Pagamento PV	76
Tabela 7 - Desligamentos de 01/01/2005 a 17/12/2013 (SE VDC-ELN)-Linha de Transmissão PV	78

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar os efeitos de descargas atmosféricas nos índices de desempenho na subestação de Vila do Conde (SE VDC) e de Marabá (SE MB), onde estão situadas na região norte, no estado do Pará, integrando o Sistema Norte - Nordeste de Transmissão da ELETRONORTE, estando interligadas às Usinas Hidrelétrica de Tucuruí (UHE Tucuruí). Foram estudadas, estabelecendo as relações entre as informações meteorológicas cedidas pelo SIPAM e dados fornecidos pelo centro de operações da Eletronorte no período de 2005 a 2013 de forma a determinar os efeitos nocivos das descargas atmosféricas, as quais são responsáveis pela intensificação de interrupções no fornecimento de energia elétrica. A análise por restrita à área de atuação da Eletronorte SE VDC e SE MB. O estudo desenvolvido evidência os desligamentos por descargas atmosféricas na linha de transmissão VDC/CASTANHAL de 230 KV e no disjuntor de 500 KV VCDJ7-08 e linha de transmissão MB/Imperatriz de 500 KV. Os resultados demonstram que a incidência de um raio pode causar surtos diretos e indiretos em linhas de transmissão e subestações de alta potência. Neste contexto justifica o estudo de formas eficientes de prevenção, sendo uma das finalidades deste trabalho.

Palavras-Chave: Descargas atmosféricas. Subestação. Qualidade de energia.

ABSTRACT

This paper aims to present the effects of lightning in the performance indices in Vila do Conde substation (SE VDC) and Maraba (SE MB), which are situated in the north, in the state of Pará, integrating the North System - Eletronorte Transmission northeast, being connected to the Tucuruí Hydroelectric Power Plants (HPP Tucuruí). They were studied, establishing relations between the weather information provided by the SIPAM and data provided by central Eletronorte's operations in the period 2005-2013 in order to determine the harmful effects of lightning, which are responsible for the intensification of supply interruptions electricity. The analysis restricted to the area of operation of Eletronorte SE and SE VDC MB. The study developed evidence disconnections by lightning on transmission line VDC / CASTANHAL 230 KV and 500 KV breaker VCDJ7-08 and transmission line MB / Empress of 500 KV. The results demonstrate that a lightning strike may cause direct and indirect surges in transmission lines and high power substations. In this context it justifies the study of efficient forms of prevention, one of the purposes of this work.

Keywords: Atmospheric discharges. Substation. power quality.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Os surtos de origem atmosférica são os principais causadores de perturbações nas redes de distribuição influenciando significativamente nos indicadores de qualidade da energia fornecida, por isso as companhias de energia elétrica vêm realizando importantes investimentos em pesquisas visando o aumento na qualidade da mesma. O uso cada vez mais frequente da energia elétrica nas indústrias equipadas com os mais diversos equipamentos eletrônicos que controlam e monitoram os processos de automação, e que geralmente são dispositivos sensíveis, necessitam de energia com qualidade, pois possuem baixa tolerância às variações de frequência, tensão e corrente.

As descargas atmosféricas podem produzir surtos na rede elétrica através da incidência direta nos condutores (descargas diretas), atingindo algum ponto nas proximidades da linha (descargas indiretas) ou atingindo diretamente uma estrutura edificada, ocasionando grande impacto para o sistema de distribuição de energia elétrica em virtude da vasta área e grande extensão predominantemente de linhas de transmissão.

Os parâmetros físicos das subestações têm influência significativa no estudo dos efeitos produzidos por incidência de descargas atmosféricas; entre esses parâmetros destacam-se o arranjo físico da subestação, incluindo os pátios, a malha de aterramento, os SPDA (sistemas de proteção contra descargas atmosféricas), as canaletas, a casa de comando, a torre de telecomunicação e a linha telefônica, os quais são submetidos ao efeito de transitórios, pois o caminho a ser percorrido até os equipamentos depende dos mesmos.

Neste sentido fica caracterizada uma das motivações básicas deste trabalho que é destacar a importância do estudo dos efeitos de descargas atmosféricas no sistema elétrico e seus impactos nos índices de desempenho.

É neste contexto que se insere a temática desta dissertação, a qual aborda os estudos teóricos, atividades de levantamento de dados obtidos em campo, possibilitando a apuração e análise dos resultados dos efeitos produzidos por descargas atmosféricas nas subestações de MB e VDC-Eletronorte, focados para os impactos resultantes no índice de desempenho das mesmas em relação ao setor elétrico brasileiro.

Foi realizado um estudo dos efeitos causados pela incidência de descargas atmosféricas nos índices de desempenho em linha de transmissão, assim como diretamente

nas subestações de Vila do Conde e Marabá apresentando os principais parâmetros dessas descargas além da interação das mesmas com a subestação.

1.1. Objetivo

Este trabalho visa estudar os efeitos de descargas atmosféricas nas linhas de transmissão de 230 KV VDC/CASTANHAL, na de 500 KV MB/Imperatriz e nas subestações de Vila do Conde e Marabá e no e no disjuntor VCDJ7-08 de 500 KV, pertencente a Eletronorte, situadas no estado do Pará. O estudo contempla a análise de dados fornecidos pelo centro de operação da Eletronorte, assim como informações de espécie meteorológica cedidas pelo SIPAM através da sua base de dados da STARNET, visando destacar a influência nos índices de desempenho das referidas subestações elétricas. O período estudado engloba os anos de 2005 a 2013.

1.2. Organização dos Capítulos

Inicia-se o estudo com uma breve introdução que contextualiza de forma sucinta o tema, define os objetivos que nortearão o estudo e apresenta a organização do trabalho.

O capítulo 2 é dedicado à caracterização do ambiente das subestações de Vila do Conde e de Marabá, tendo como objetivo abordar o arranjo físico, os equipamentos, diagramas unifilares, serviço auxiliar e os sistemas de proteção controle e supervisão (SPCS).

O capítulo 3 apresenta a definição de descarga atmosférica com caracterização conceitos e terminologias associados a formação, classificação e sistemas de localização de descargas atmosféricas.

O capítulo 4 descreve os sistemas de proteção para descargas atmosféricas, nos quais serão mencionados os elementos, métodos, fatores essenciais como aterramento, blindagem, cabeamento e dispositivos de proteção contra surtos.

O capítulo 5 aborda os aspectos voltados para proteção contra descargas atmosféricas em linhas de transmissão, enfocando os relés de proteção de linhas, suas definições básicas e características quanto a funcionalidade.

O capítulo 6 apresenta informações sobre a qualidade de energia e desempenho na transmissão, levando-se em consideração os indicadores de continuidade, desempenho do sistema elétrico e cálculo desses indicadores de continuidade.

O capítulo 7 descreve através de estudo de caso os efeitos de descargas atmosféricas nos índices de desempenho da SE Vila do Conde e Marabá e nas linhas de transmissão 230 KV VDC-CASTANHAL, 500 KV MB/Imperatriz e no disjuntor de 500KV VCDJ7-08 no período de 2005 a 2013.

O capítulo 8 apresenta as considerações finais com as conclusões e sugestões visando a continuidade para trabalhos futuros.

Ao final, serão apresentadas as referências utilizadas no desenvolvimento desse trabalho.

CAPÍTULO 2

DESCRIÇÃO DAS SUBESTAÇÕES DE VILA DO CONDE E DE MARABÁ

2.1. Subestação Vila do Conde

A Divisão de Transmissão de Vila do Conde- (OTPV) entrou em operação em 18/10/1981. Atualmente a mesma tem uma potência instalada 3.452 MVA, implantada em uma área de 31.598 km², atendendo uma população de 567.269 habitantes.

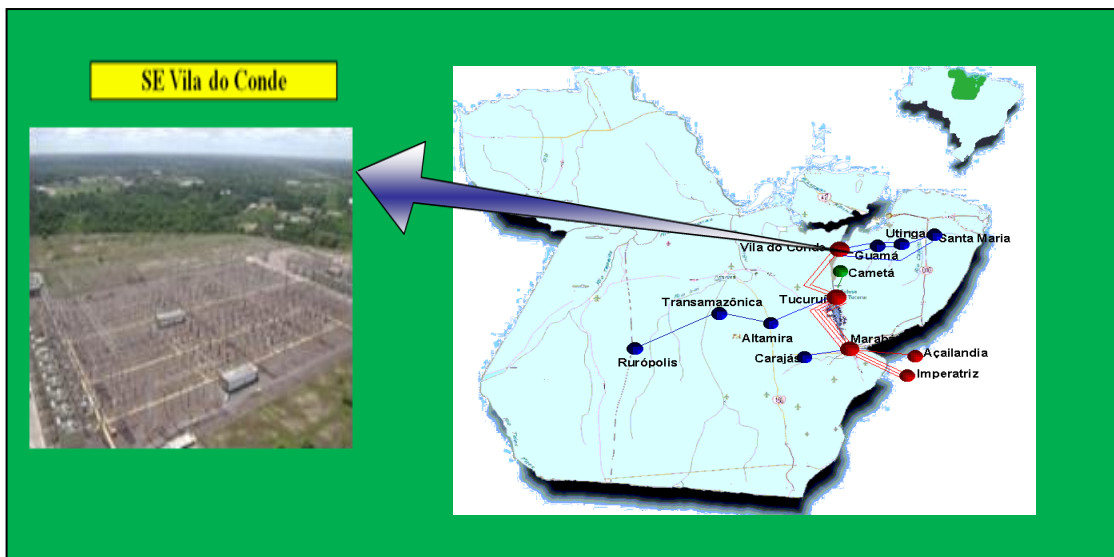


Fig.01. Subestação Vila do Conde–Eletronorte



Fig.02. Vista Aérea por satélite da SE Vila do Conde

A figura 1 apresenta a localização da subestação Vila do Conde em uma vista aérea de sua instalação. Já a figura 2 apresenta uma vista aérea da subestação via satélite retirada do google maps as duas figuras tem como referência mostras a localização a LT de 500kV Tucuruí / Vila do Conde - Circuito 3 terá início na SE Tucuruí, situada no município de Tucuruí (PA), latitude 3o 49'22"S e longitude 43o 39'21"W, tomando rumo aproximado Sul-Norte até a SE Vila do Conde, localizada no município de Barcarena (PA), latitude 1o 34'23"S e longitude 42o 44'07"W. As SE's de Tucuruí e Vila do Conde já existentes. No mapa pode ser verificada a sequência de municípios. A subestação Eletronorte de Vila do Conde tem como área de atuação o norte e nordeste do estado do Pará e apresenta conforme as figuras 03, 04 e 05, os seguintes equipamentos instalados:

<u>LINHAS DE TRANSMISSÃO</u>
▪ LT Vila do Conde/Tucuruí I 500kV (334 km)
▪ LT Vila do Conde/Tucuruí II 500kV (331 km)
▪ LT Vila do Conde/Tucuruí III 500kV (324 km)
▪ LT Vila do Conde/Guamá I 230kV (50 km)
▪ LT Vila do Conde/Guamá II 230kV (50 km)
▪ LT Vila do Conde/Castanhal 230kV (128 km)
▪ LT Vila do Conde/Paragominas 230kV (235 km)
▪ LT Vila do Conde/Albras I 230kV (1.5 km)

Fig.03. Linhas de Transmissão Instaladas (Subestação Vila do Conde)

<u>SISTEMAS DE TRANSFORMAÇÃO</u>
▪ Banco de Transformadores I 500/230/13,8kV – 750MVA
▪ Banco de Transformadores II 500/230/13,8kV – 750MVA
▪ Banco de Transformadores III 500/230/13,8kV – 750MVA
▪ Banco de Transformadores IV 500/230/13,8kV – 750MVA
▪ Transformador trifásico I de 230/13,8 kV – 160 MVA
▪ Transformador Trifásico II 230/13,8 kV – 160 MVA
▪ Transformador Trifásico III 230/69/13,8kV – 33 MVA
▪ Transformador Trifásico IV 230/69/13,8kV – 33 MVA
▪ Transformador Trifásico V 230/69/13,8kV – 33 MVA
▪ Transformador Trifásico VI 230/69/13,8kV – 33 MVA

Fig.04. Sistemas de Transformação (Subestação Vila do Conde)

SISTEMAS ANCILARES	
▪	Banco de Capacitores I 230kV – 111 MVar
▪	Banco de Capacitores II 230kV – 111 MVar
▪	Banco de Capacitores III 230kV – 111 MVar
▪	Banco de Capacitores IV 230kV – 111 MVar
▪	Compensador Síncrono I 13,8 kV – 150 Mar
▪	Compensador Síncrono II 13,8 kV – 150 MVar
▪	Banco de Reatores I 500kV – 60 MVar
▪	Banco de Reatores II 500kV – 60 MVar – TBE
▪	Banco de Reatores III 500kV – 66.85 MVar – VCTE
▪	Banco de Reatores IV 500kV – MVar

Fig.05. Sistemas Ancilares (Subestação Vila do Conde)

Tabela 1. Sistema de transmissão Eletronorte da SE Vila do Conde

EQUIPAMENTOS	TENSÃO DE 500 KV	TENSÃO DE 300 KV	TENSÃO 230 KV	TENSÃO O 69 KV
DISJUNTORES	11	-----	33	-----
SECCIONADORAS ISOLADORAS	31	-----	86	-----
SECCIONADORAS DE ATERRAMENTO	6	-----	16	-----
TRANSFORMADORES DE CORRENTE	48	-----	123	12
DCP	17	-----	60	12
PARA-RAIOS	27	-----	60	24
GRUPO DIESEL DE EMERGÊNCIA	-----	02	-----	-----

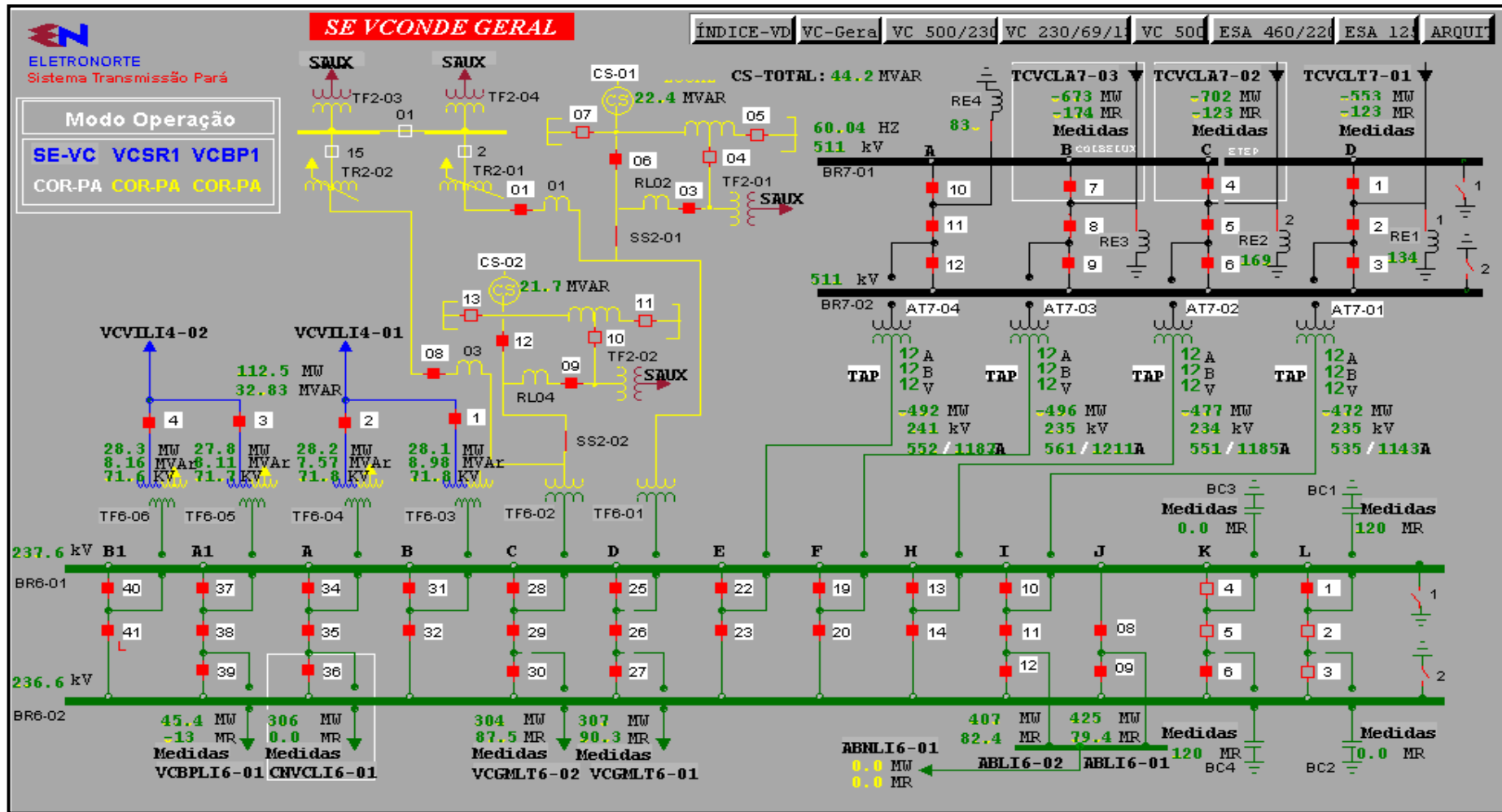


Fig.06. Diagrama Unifilar Elétrico da SE VDC

A figura 6 mostra capacidade de corrente em regime permanente, as correntes nominais dos barramentos das subestações (em todos os seus níveis) e dos demais equipamentos devem ser dimensionadas para atender, no mínimo aos requisitos específicos estabelecidos a seguir: A corrente nominal dos disjuntores e chaves seccionadoras de vãos de linha de 500 kV das Subestações Vila do Conde e Marituba deve ser de no mínimo 4.000 A, ou superior, caso a Transmissora determine esta necessidade. A corrente nominal dos disjuntores e chaves seccionadoras de vãos de linha de 230 kV das Subestações Marituba, Utinga e Castanhal deve ser de no mínimo 2.000 A, ou superior, caso a Transmissora determine esta necessidade. Para o pátio de 230 kV da subestação Marituba a corrente nominal dos disjuntores e chaves seccionadoras dos vãos das unidades de transformação deve ser de no mínimo 4000 A, ou superior, caso a Transmissora determine esta necessidade. Para o pátio de 69 kV da subestação Marituba a corrente nominal dos disjuntores e chaves seccionadoras dos vãos das unidades de transformação deve ser de no mínimo 2500 A, ou superior, caso a Transmissora determine esta necessidade. Capacidade de curto-circuito nos equipamentos e demais instalações devem suportar, no mínimo, nos pátios de 500 kV das Subestações Vila do Conde e Marituba, as correntes de curto-circuito simétrica e assimétrica relacionadas a seguir: corrente de curto-circuito nominal: 50 kA, o valor de crista da corrente suportável nominal: 130,0 kA (fator de assimetria de 2,6). Os equipamentos e demais instalações devem suportar, no mínimo, nos pátios de 230 kV das Subestações Marituba, Utinga e Castanhal, as correntes de curto-circuito simétrica e assimétrica relacionadas a seguir: corrente de curto-circuito nominal: 40 kA o valor de crista da corrente suportável nominal: 104,0 kA (fator de assimetria de 2,6). Os equipamentos e demais instalações devem suportar, no mínimo, no pátio de 69 kV da Subestação Marituba, as correntes de curto-circuito simétrica e assimétrica relacionadas a seguir: corrente de curto-circuito nominal: 31,5 kA o valor de crista da corrente suportável nominal: 81,9 kA (fator de assimetria de 2,6) Ressalta-se que o atendimento a fatores de assimetria superiores àqueles acima definidos pode ser necessário em função dos resultados dos estudos, considerando inclusive o ano horizonte de planejamento, a serem realizados pela TRANSMISSORA.

2.2. Serviço Auxiliar

É composto por todos os dispositivos e cargas necessárias a operação dos equipamentos principais de uma subestação (ou da subestação como um todo). O serviço auxiliar abrange cargas, fontes de alimentação e subsistemas de manobra que interligam fontes e cargas. Geralmente são dotados de subsistemas de corrente contínua e corrente alternada.

O sistema de alimentação dos serviços auxiliares da SE VDC, é composto por fonte de alimentação CA e fonte de alimentação CC, conforme podemos verificar através dos diagramas unifilares das figuras 07e 08 a seguir.

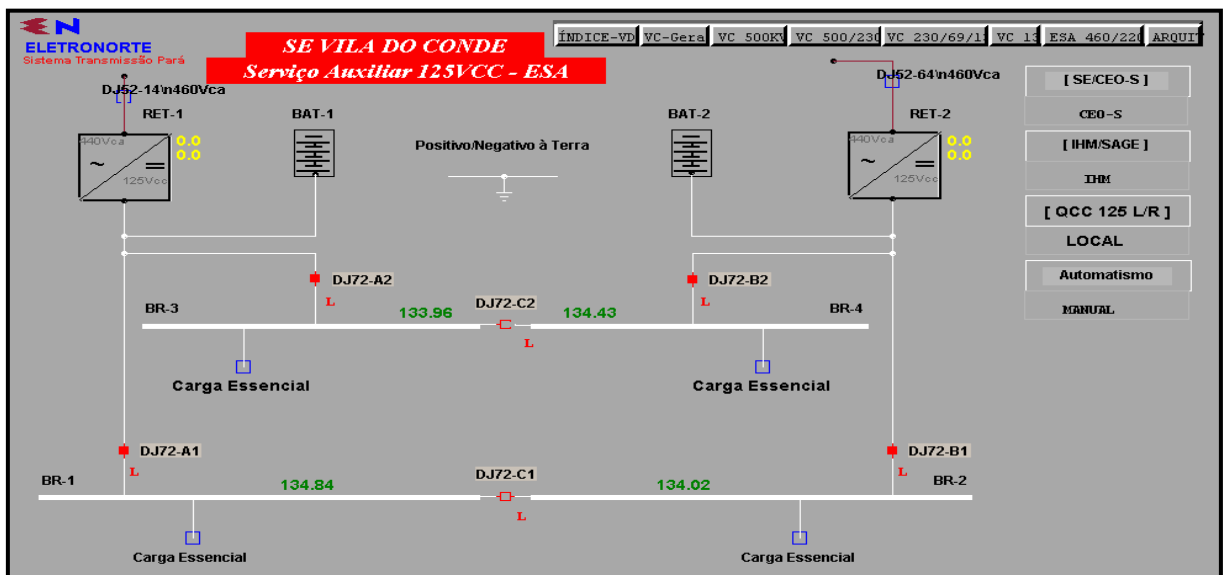


Fig.07. Diagrama Unifilar ESA 125 VCC da SE VDC

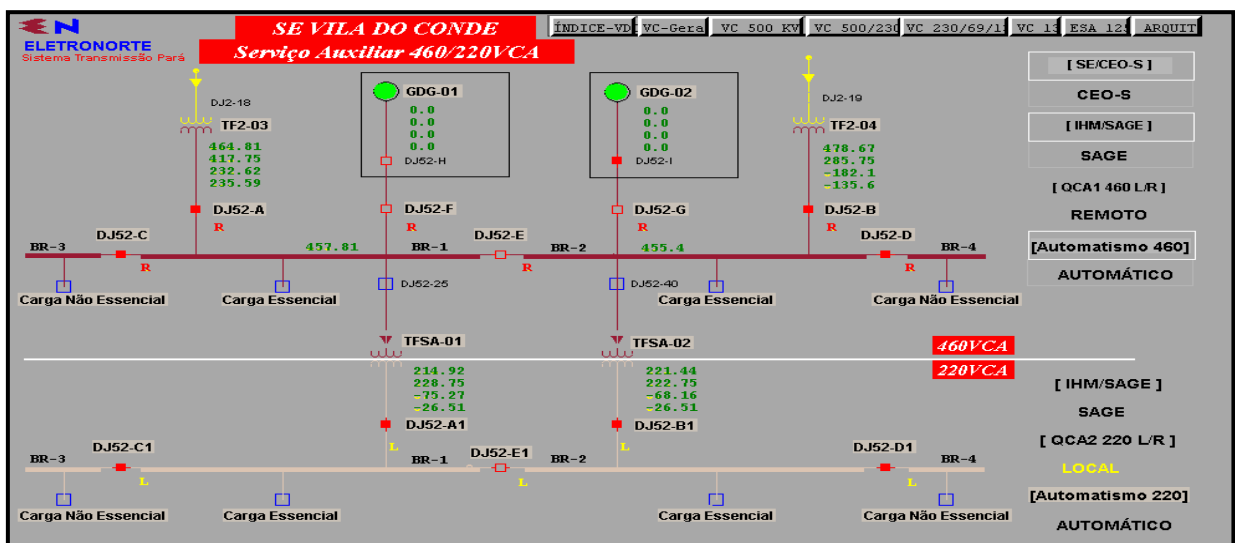


Fig.08. Diagrama Unifilar ESA 460/220 VCA da SE VDC

2.3. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) da SE VDC

O sistema de proteção e controle da SE Vila do Conde conta atualmente com uma arquitetura bem definida e eficaz, onde toda a sua estrutura utiliza relés digitais de diversos fabricantes, tais como: Siemens, ABB, Areva, Sainco e Sell. Faz uso de uma rede de comunicação desenvolvida para o sistema de oscilografia responsável pelos registros de informações concernentes a identificação e estudo de variações sofridas pelo sistema.

Os barramentos (vãos que contém um disjuntor e três seccionadoras) são integrados ao sistema digital para a execução das funções de supervisão, comando e controle. A proteção destes barramentos é feita de forma digital estando também disponíveis os recursos de controle (comando e supervisão) existentes na casa de relés através da chave local/remoto. Os dados armazenados nestes relés podem ser acessados pelo sistema de controle digital ou serem transmitidos para outros sistemas.

A proteção de linha é ajustada para atuar como proteção de retaguarda para equipamentos/linhas ligados a terminais remotos. As proteções digitais estão instaladas em painéis localizados na casa de relés, juntamente com as unidades de controle.

Os osciloscópios digitais possuem recursos para registro de dados pré e pós falta e que podem ser coletados via rede e central de oscilografia.

Nas figuras 09,10 e 11, podemos observar algumas unidades de proteção utilizadas na SE VDC, assim como a estrutura de comunicação de dados, controle e supervisão utilizada através da figura 12.

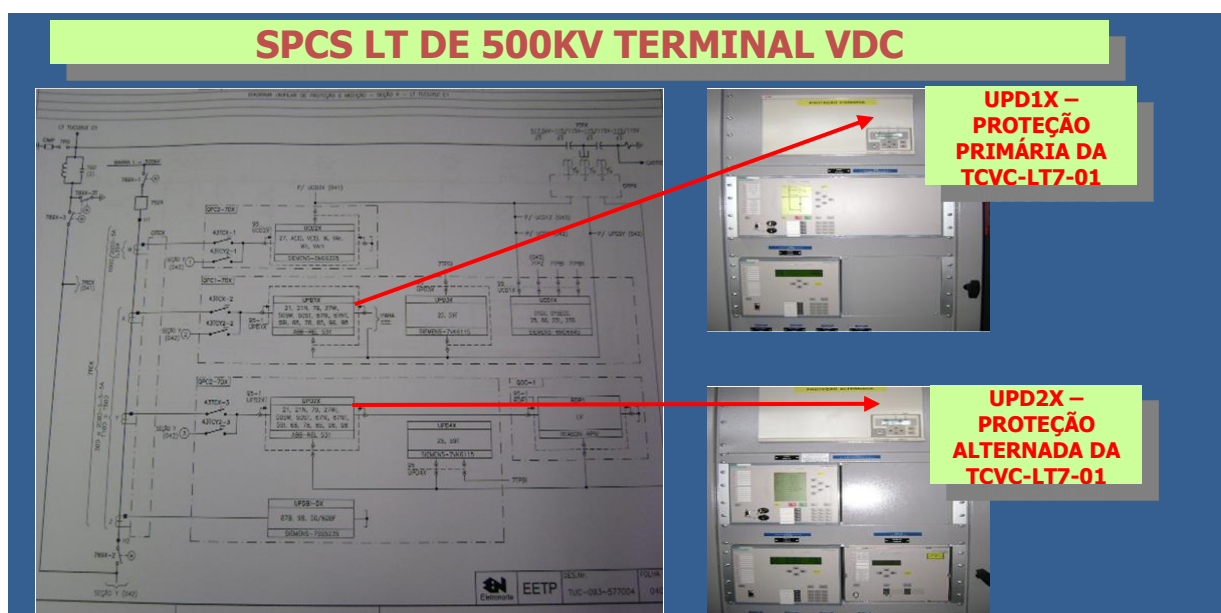


Fig.09. SPCS Linha de Transmissão de 500 KV da SE VDC

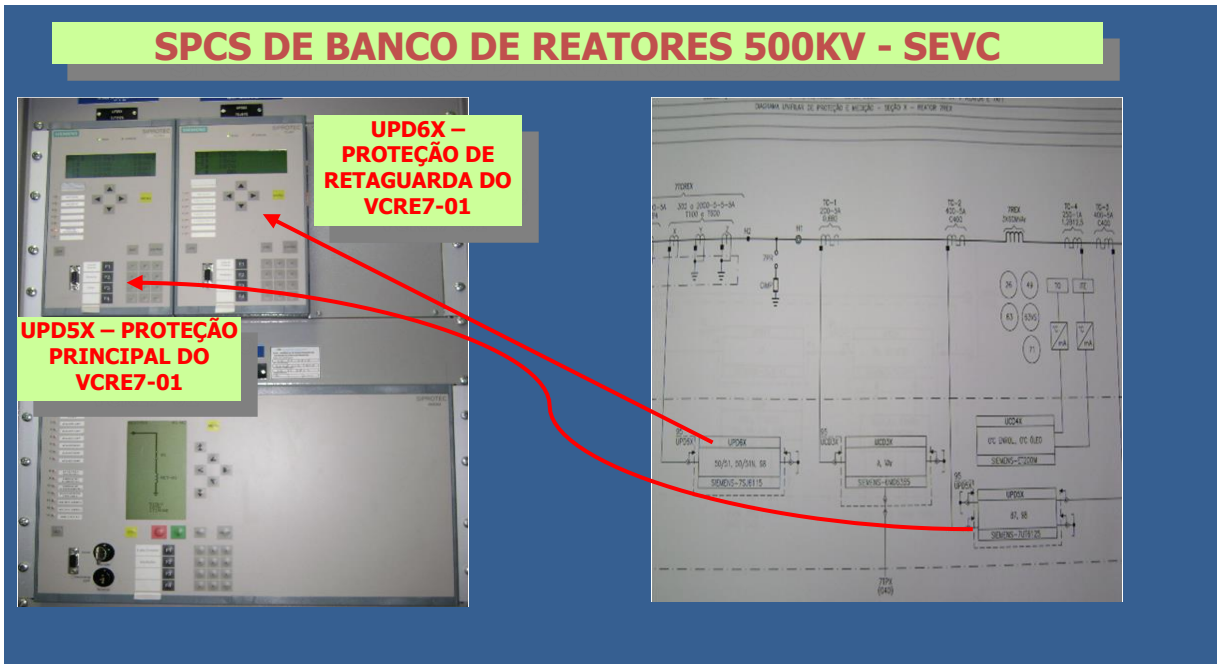


Fig.10. SPCS de Banco de Reatores da SE VDC

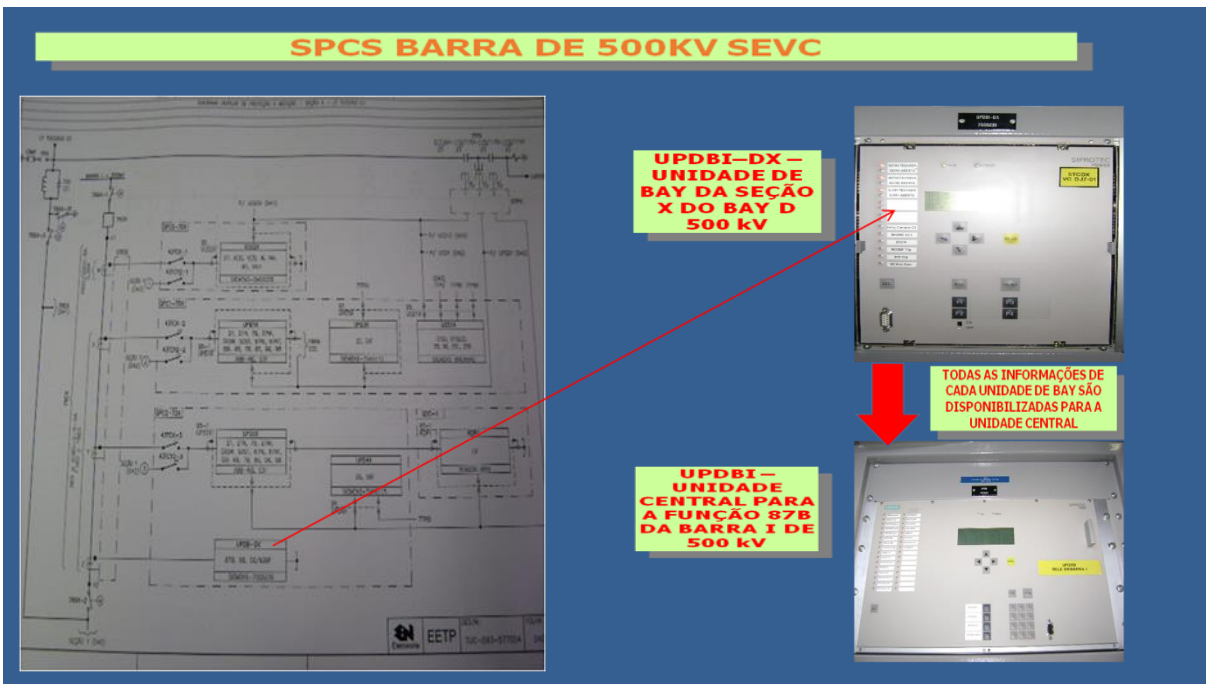


Fig.11. SPCS Barra de 500KV da SE VDC

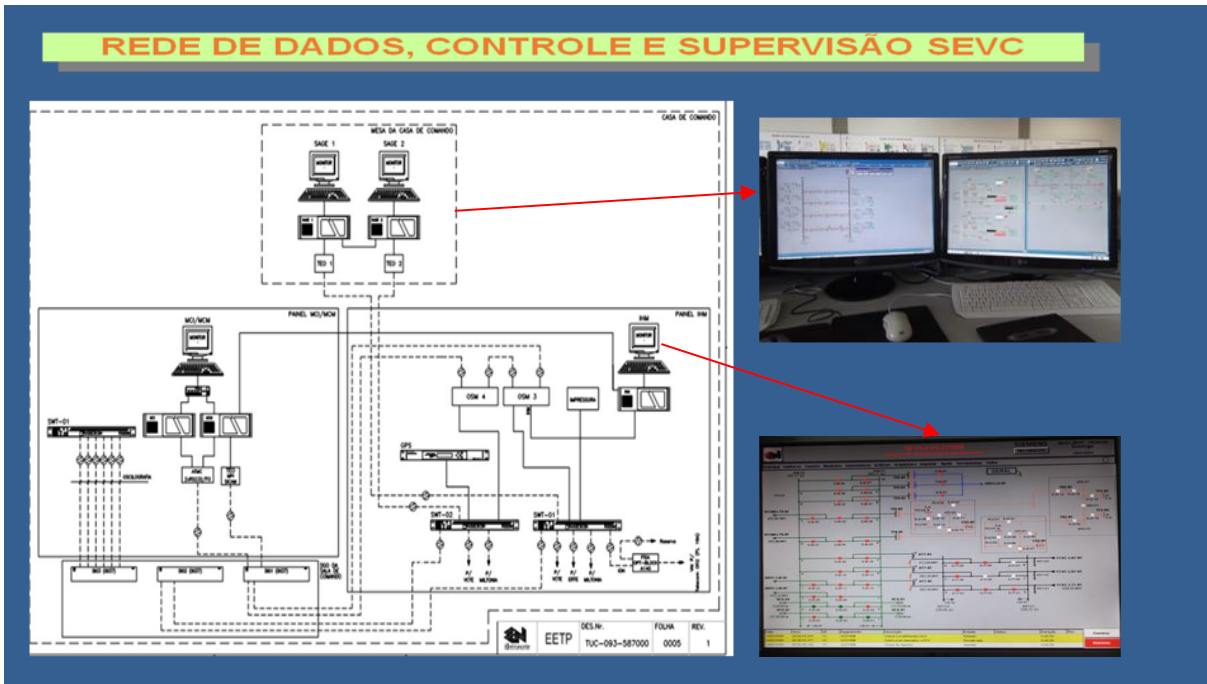


Fig.12 Rede de Dados, Controle e Supervisão da SE VDC.

2.4. Subestação Marabá

A Divisão de Transmissão de Marabá- (OTPV) entrou em operação em 18.10.2004. Atualmente a mesma tem uma potência instalada 2.160 MW, implantada em uma área de 300.000 m², atendendo uma população de 567.269 habitantes.

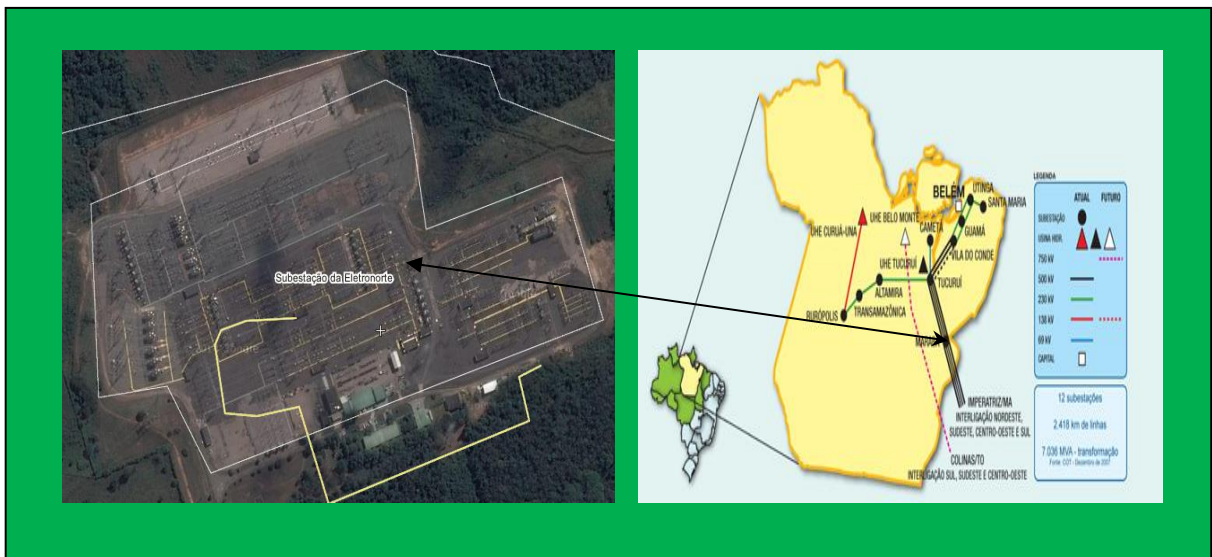


Fig.13. Subestação Marabá-Eletronorte



A figura 13 apresenta a localização Subestação da Eletronorte de Marabá. A figura 14 apresenta uma vista aérea da subestação. A partir daqui a energia proveniente de Tucuruí segue para boa parte do Norte/Nordeste do Brasil e apresenta conforme as figuras 15, 16 e 17, os seguintes equipamentos instalados:

Cidades vizinhas: Baião, Paragominas, Fortaleza dos Nogueiras

Coordenadas: 5°11'55"S 49°1'25"W

LINHAS DE TRANSMISSÃO

- **LT 500 kV Tucuruí/Marabá: 217 km**
- **LT 500 kV Marabá/Imperatriz: 181 km**
- **LT 138 kV Marabá/Xinguara: 235 km**
- **LT 138 kV Distrito Industrial/Marabá/Xinguara: 2,3 km**

Fig.15. Linhas de Transmissão Instaladas

SISTEMAS DE TRANSFORMAÇÃO

- 2 transformadores 230/69 kV - 33 MVA
- 1 banco de autotransformadores 500/ 230 kV - 300 MVA
- 1 transformador 230/69 kV - 33 MVA

Fig.16. Sistemas de Transformação

SISTEMA ANCILARE

- 1 transformador 230/13,8 kV - 160 MVA (Compensador Síncrono)

Fig.17. Sistemas Ancilares

CAPÍTULO 3

DESCARGA ATMOSFÉRICA

3.1. Introdução

Descarga atmosférica é um fenômeno natural que desde o princípio da humanidade causa medo e danos e pode provocar a morte, pois injeta correntes da ordem de até centenas de amperes no objeto atingido.

A descarga atmosférica pode ser definida como uma descarga elétrica transitória de curta duração, com uma alta corrente associada, que usualmente atinge quilômetros de extensão [1]. Tal descarga ocorre quando nuvens em uma determinada região da atmosfera atingem uma quantidade de cargas elétricas de forma a gerar campos elétricos tão intensos que superam a rigidez dielétrica do ar, causando assim, sua ruptura. Este parâmetro é da ordem de 30 kV/cm para o ar seco nas condições atmosféricas padronizadas, mas pode ser bem menor, devido tanto à redução da pressão atmosférica como também devido à elevada umidade na atmosfera [2]. Para que tal processo possa acontecer, é necessário que as condições ambientais estejam favoráveis. Nas nuvens de tempestade, podem ser identificados quatro tipos de descargas atmosféricas: descargas dentro da nuvem, entre nuvens, entre nuvem e solo e entre nuvem e a estratosfera. [3]

As descargas nuvem solo podem ser classificadas em descargas ascendentes e descendentes segundo a direção da evolução do canal de descarga que faz o fechamento do percurso ionizado. Elas também podem ser classificadas segundo a polaridade da carga na região da nuvem conectada ao solo por esse percurso, negativas e positivas. Deste modo, podem-se ter descargas atmosféricas descendentes positivas e negativas e descargas ascendentes positivas e negativas [3].

A grande maioria das descargas é de polaridade negativa, sendo considerado um percentual igual ou maior do que 90 %, o que é de grande importância para o desempenho das linhas e dos equipamentos em virtude da diferente resposta de suas isolações de acordo com a polaridade. O valor médio da crista da corrente de descarga varia entre 30 kA e 50 kA, dependendo do local da ocorrência. O tempo médio de duração de uma corrente de descarga

aproxima-se de 300 ms. Para descargas entre nuvem e solo, seu percurso pode estender-se entre 1 e 3 km abaixo da nuvem, embora seu percurso total possa superar 10 km [3].

3.2 Definições Básicas

Descarga Atmosférica: Descarga elétrica de origem atmosférica entre uma nuvem e a terra ou entre nuvens, consistindo em um ou mais impulsos de vários quilos amperes.

Raio: Um dos impulsos elétricos de uma descarga atmosférica para a terra.

Relâmpago: luz gerada pelo arco elétrico do raio.

Trovão: ruído produzido pelo deslocamento do ar devido ao súbito aquecimento do causado pela descarga do raio.

3.3. Formação de Descarga Atmosférica

A forma mais comum de explicar a formação das cargas e o modelo das nuvens é a representação bipolar, onde conforme a figura 13, onde a nuvem se comporta como um enorme bipolo com cargas positivas na parte superior e as negativas na inferior.

A nuvem carregada induz no solo cargas positivas, que ocupam uma área correspondente ao tamanho da nuvem; como a nuvem é arrastada pelo vento, a região de cargas positivas no solo acompanha o seu deslocamento, formando uma forma de sombra de cargas positivas que seguem a nuvem, conforme a figura 14, ocorrendo um raio quando a diferença de potencial entre a nuvem e a superfície da Terra ou entre duas nuvens é suficiente para ionizar o ar; os átomos do ar perdem alguns de seus elétrons e tem início a uma corrente elétrica (descarga).

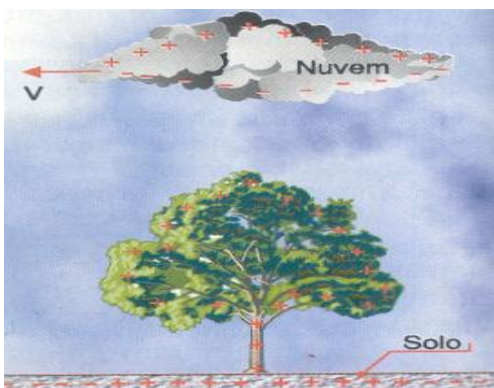


Fig.18. Nuvem Bipolar Sendo Arrastada

Fonte: Adaptada de <http://www.lightning.dge.inpe.br>

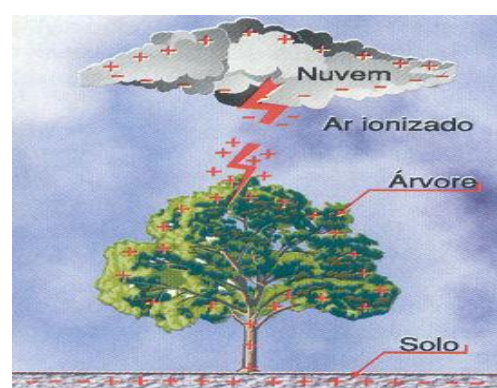


Fig.19. Ionização do Ar e Descarga atmosférica

Fonte: Adaptada de <http://www.lightning.dge.inpe.br>

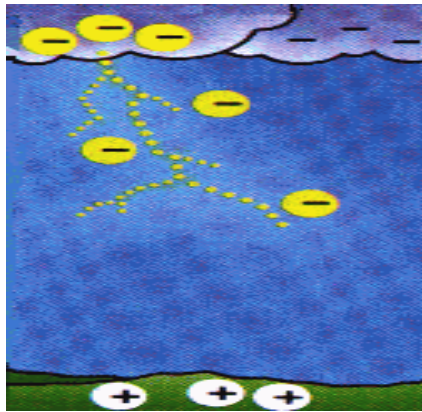


Fig.20. Ruptura da Resistência Dielétrica

Fonte: Adaptada de <http://www.lightning.dge.inpe.br>

3.4. Classificação das Descargas

3.4.1 As Descargas em Nuvens

As descargas em nuvens são assim chamadas por iniciarem dentro de uma nuvem. Eles são menos perigosos para o sistema elétrico e o fato de estarem imersas nas nuvens impossibilita que se conheçam detalhes sobre a sua formação.

As descargas atmosféricas podem ocorrer de três maneiras: no interior das nuvens (chamados de descargas intra-nuvem), entre duas ou mais nuvens (as descargas nuvem-nuvem) e para fora da nuvem, sem atingir o solo (denominadas de descargas para o ar).

3.4.2 As Descargas entre Nuvem e Solo

Essa categoria de descarga inicia na superfície de uma nuvem ou no solo, abaixo ou próximo de uma nuvem de tempestade. Sua denominação é feita de acordo com o sentido de movimento da carga que o origina. Dessa maneira, os raios entre nuvens e solo podem ser do tipo nuvem-solo ou solo-nuvem. Eles também se classificam quanto ao sinal da carga líder que inicia uma descarga, podendo ser negativos ou positivos. A maioria das descargas nuvem-solo é negativa. As descargas nuvem solo, também denominadas raios, são as mais estudadas devido ao seu caráter destrutivo.

Na figura 21, podemos observar de forma ilustrativa os tipos de descargas mencionadas anteriormente:

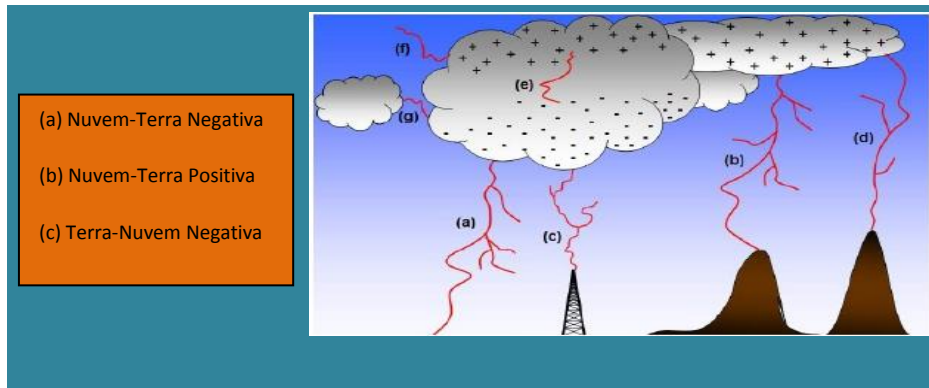


Fig.21. Tipos de Descargas [2].

3.5. Sistemas de Localização de Descargas Atmosférica

Uma rede de detecção de raios consiste em um complexo sistema instrumento de medida utilizado para detectar descargas atmosféricas identificando precisamente a localização do ponto de impacto de cada descarga. Isto é feito através de algoritmos específicos e do uso de múltiplos sensores remotos que detectam os sinais emitidos pela descarga – uma radiação eletromagnética na faixa de 10 a 300 kHz - e filtram os sinais de outras fontes não provenientes de raios. Cada sensor ao detectar um evento válido de uma descarga, envia os dados para o sistema de processamento localizado em uma base central, conhecida como Central de Análise de Posição Avançada (Advanced Position Analyzer – APA) [4].

Diferentes técnicas de detecção de descargas atmosféricas são utilizadas, cada uma apresentando vantagens e desvantagens na sua utilização. As principais são a técnica de indicação de direção magnética (MDF), a técnica da diferença do tempo de chegada (TOA), a técnica interferométrica e a combinação das técnicas MDF e TOA [4].

O Brasil possui cinco redes de detecção, a maioria operando sobre a responsabilidade de setores governamentais, sendo elas: RINDAT (Rede Integrada de Detecção de Descargas Atmosféricas), abrangendo grande parte da área monitorada do Brasil; BLDN (Rede de Detecção de Raios do Brasil), que cobre o estado de Rondônia; SIDDEM (Sistema de Detecção de Descargas Atmosféricas e Eventos Meteorológicos Críticos), cobrindo os estados Mato Grosso do Sul, Santa Catarina e o Rio Grande do Sul; WWLL (World Wide Lightning Location Network), cobrindo o Brasil inteiro, mas com baixa eficiência e precisão; RDR-SIPAM (Rede de Detecção de Raios do Sistema de Proteção da Amazônia), que compreende os estados do Pará, Maranhão, Tocantins e parte do Mato Grosso [4].

CAPÍTULO 4

SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

4.1. Introdução

O comportamento das descargas atmosféricas continua sendo de difícil previsão e daí a necessidade de maiores estudos sobre sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, que impeçam ou reduzam as possibilidades de prejuízos, acidentes e danos no setor elétrico.

A implantação e manutenção de sistemas de proteção são normatizadas internacionalmente pela IEC (International Electrotechnical Commission) e em cada país por entidades próprias como a ABNT (Brasil), NFPA (Estados Unidos) e BSI (Inglaterra).

Os sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) vêm sendo desenvolvidos no decorrer dos últimos anos, contudo deve ser destacado que ainda não se conseguiu uma proteção completa ou totalmente efetiva para as descargas atmosféricas.

A filosofia dos sistemas de proteção é atuar de modo que a descarga atmosférica possa entrar ou sair do solo sem passar através das partes condutoras da estrutura ou através de seus componentes danificando-os ou causando acidentes.

Um sistema de proteção contra descargas atmosféricas não impede que a descarga atinja a estrutura, mas estabelece um meio para controlar e impedir danos através da condução da corrente elétrica por meio de um caminho de baixa resistência para o solo.

4.2. Elementos de um Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica

Os principais elementos de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas são:

- 1- Terminais aéreos: São também conhecidos como para-raios e são basicamente constituídos por hastes condutoras rígidas montadas em uma base com objetivo de capturar as descargas, sendo instalados nos pontos mais altos da estrutura.
- 2- Condutores de descida: São cabos que conectam os terminais aéreos aos terminais de aterramento.
- 3- Terminais de aterramento: São condutores que servem para conectar os condutores de descida ao solo

- 4- Condutores de ligação equipotencial: São condutores que visam igualar o potencial entre os diferentes condutores de forma a impedir descargas laterais resultantes das diferenças de potencial entre a corrente que percorre o condutor e os objetos que estão nas proximidades. As descargas laterais também resultam da impedância dos condutores em função da passagem de corrente elétrica e a indução magnética.

4.3. Métodos de Proteção Contra Descarga Atmosférica

Os métodos de proteção são as diferentes maneiras de se captar os raios, já que as descidas e os aterramentos são os mesmos. Existem três métodos a conhecer:

Método Franklin

Método Gaiola de Faraday ou Malha

Método da Esfera Rolante ou Eletro geométrico

É de fundamental importância conhecer os três tipos de métodos na hora da elaboração de um projeto de SPDA para determinar qual se encaixa na proteção adequada da edificação.

O método Franklin é composto por um captor com quatro pontas montado sobre um mastro, cuja altura deve ser calculada conforme as dimensões da edificação, podendo ser colocado um ou mais captores para uma proteção mais abrangente. Consiste na colocação de hastes verticais sobre a edificação ou próximos desta, de modo que a edificação fique dentro do cone de proteção projetado pela ponta do Para-Raios. Devido às limitações impostas pela norma NBR 5419/2005, a abertura do cone foi substancialmente reduzida e por esse motivo o método Franklin passa a ser cada vez menos usado em grandes edifícios, contudo é indicado para edificações de pequeno porte. A proteção baseia-se na rotação da tangente de um triângulo em torno de um eixo (geratriz), cujo ângulo de abertura é pré-determinado, variando em função do nível de proteção e altura da edificação.

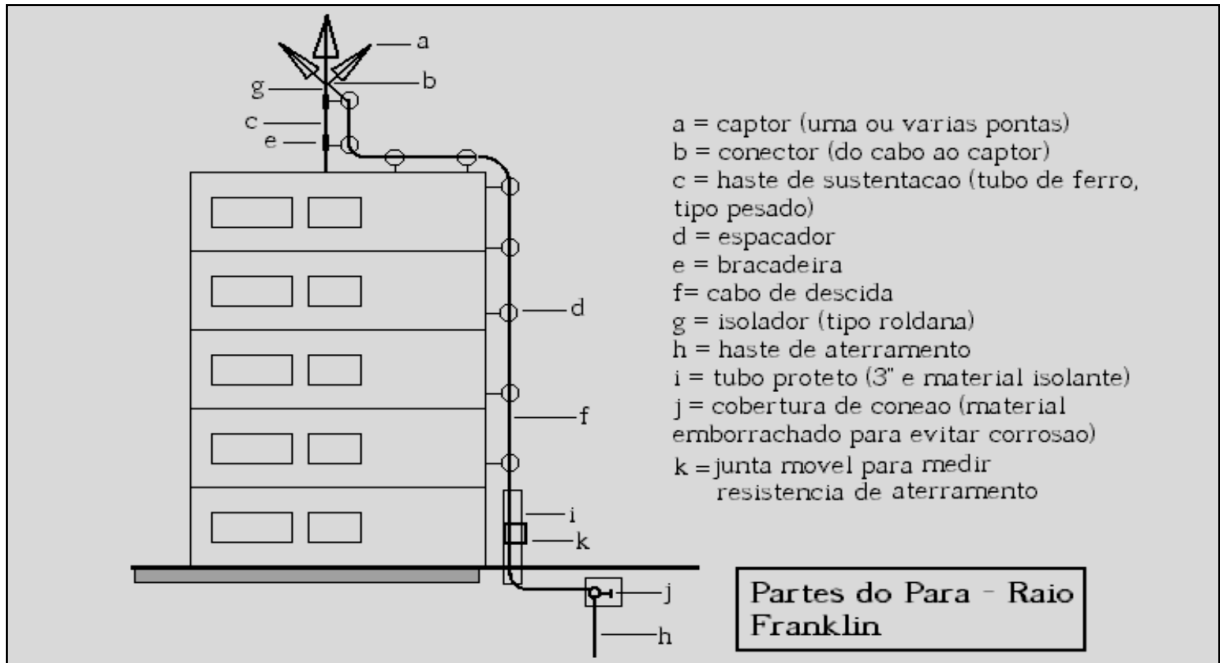


Fig.22. Sistema de Proteção por Para-raios Tipo Franklin

O método Gaiola de Faraday ou malha, consiste no lançamento de cabos sobre a cobertura da edificação, modulados com fechamentos de acordo com o nível de proteção exigido para edificação. Esse método funciona como blindagem eletrostática, uma tentativa de reduzir os campos elétricos dentro da edificação. O princípio básico da proteção de Michael Faraday é usar os condutores de captura em forma de anel. Este método se baseia no princípio de que, se a corrente se distribui uniformemente na superfície de uma estrutura, é nulo o campo no interior da mesma. As suas vantagens são:

- Melhor eficiência e proteção
- Menor impacto estético
- Minimiza o campo elétrico dentro da edificação
- Sistema consagrado internacionalmente
- Menor manutenção preventiva

As Gaiolas de Faraday são constituídas de isoladores simples, isoladores de reforço, isoladores de quina, prensa-cabos, e principalmente dos isoladores tipo captor aéreo, para que possam receber e dissipar as ondas eletromagnéticas de uma descarga atmosférica.

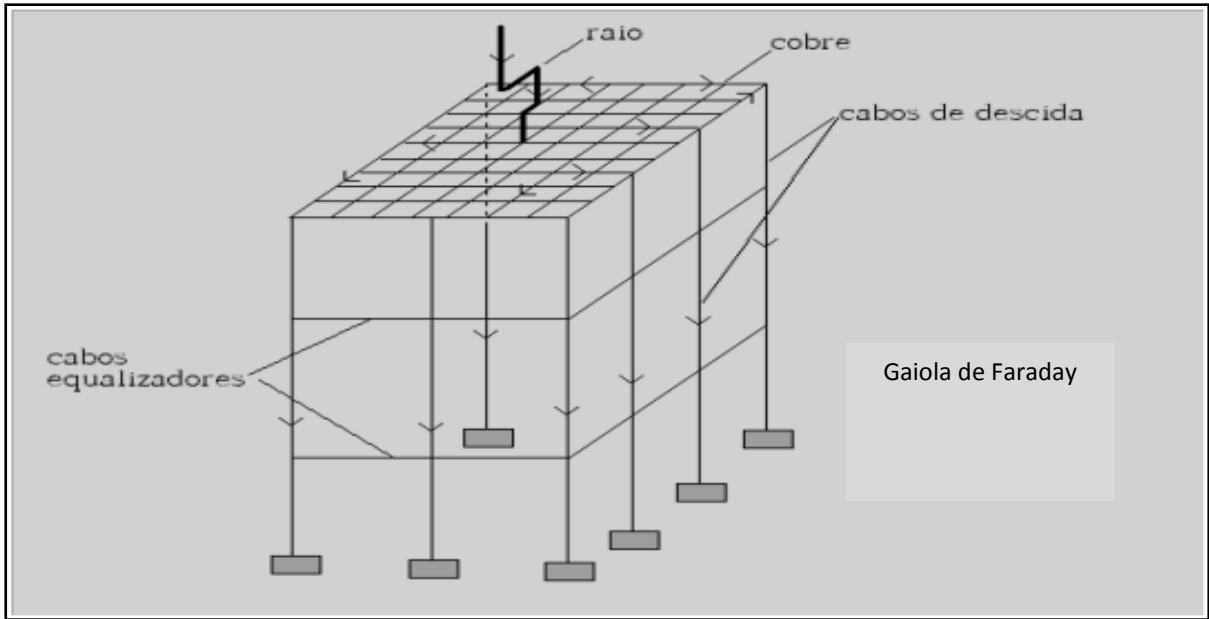


Fig.23. Sistema de Proteção Gaiola de Faraday

O método da esfera rolante ou eletrogeométrico é datado da década de 80 e constituiu-se de uma evolução do método Franklin. Muito usado para proteção de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, o método foi simplificado para ser aplicado em edificações, servindo tanto para dimensionar o SPDA quanto para checar a proteção com relação às edificações vizinhas, desníveis e estruturas específicas, tais como antenas, placas e painéis, normalmente colocados nos topos das edificações. O raio da esfera é adotado em função do nível de proteção selecionado em cada edificação. Este método é utilizado somente para cálculo e dimensionamento, ao contrário do Franklin e da Gaiola de Faraday, não existe fisicamente, pois os métodos Franklin e Faraday são sistemas compostos de materiais (cabos e mastros) instalados nas fachadas das edificações. Para confirmar se esses materiais estão corretamente posicionados e dimensionados, é utilizado o método da esfera rolante, que consiste em fazer rolar uma esfera fictícia, com raio pré-dimensionado em todos os sentidos e direções sobre o topo e fachadas da edificação, com o objetivo de fazer com que os mastros do Franklin ou cabos da Gaiola de Faraday, impeçam que a esfera toque a edificação.

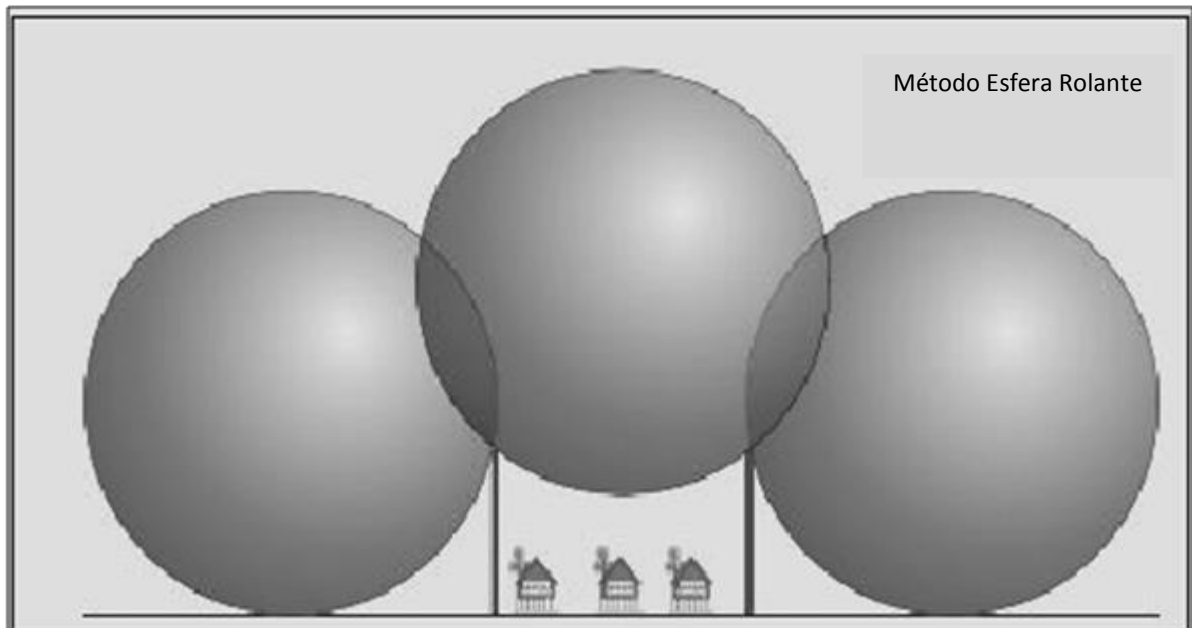


Fig.24. Sistema de Proteção Método das Esferas Rolantes

4.4. Fatores Essências para o SPDA

O estudo das possíveis interferências e a adoção de um sistema de proteção integrado pode incluir aterramento correto, blindagem eletromagnética, condutores segregados e blindados, assim como a utilização dos Dispositivos de Proteção contra Surtos. Todas essas possibilidades integram a solução para evitar danos aos sistemas eletrônicos e devem ser levadas em consideração.

4.4.1. Aterramento

O aterramento é essencial para segurança e desempenho satisfatório dos equipamentos eletrônicos. Dentro de uma subestação, além da malha de aterramento principal (ou malha de força), recomenda-se o uso de um sistema de aterramento para os equipamentos eletrônicos sensíveis, que pode ser feito pelo sistema de terra de ponto único ou pelo sistema terra de múltiplos pontos (ou malha de referência de sinal). A escolha de qual sistema usar está ligada ao comprimento dos cabos de interconexão. Isto significa que para frequências baixas ou sistemas pequenos, o terra de ponto único é o indicado. Em grandes instalações, com cabos de comprimentos maiores (acima de 10 metros) e/ou sujeitos a sinais interferentes de alta frequência, o terra de múltiplos pontos é recomendado. Em situação transitória, pode ser

aplicado um sistema de aterramento híbrido (único ponto e múltiplos pontos, simultaneamente).

Passos para se projetar um Sistema de Aterramento:

1. Medição da resistividade do solo em várias profundidades;
2. Fazer a estratificação do Solo em camadas;
3. Escolha do tipo de aterramento;
4. Cálculo da resistência do aterramento;
5. Construção de Sistema de Aterramento;

As instalações elétricas de baixa tensão devem ser executadas de acordo com os esquemas TT, TN (podendo ser TN-S, TN-C ou TN-C-S) e IT.

No esquema TN Terra neutro, o neutro da fonte é ligado diretamente à terra estando as massas da instalação interligadas a ele por condutores metálicos (condutor de proteção) o que propicia um fluxo elevado de corrente por causa da baixa impedância entre o condutor de proteção e a massa, possibilitando a atuação dos dispositivos de proteção.

O esquema TN pode ser dividido em:

TN-S- Terra Neutro Separados (o condutor neutro e o de proteção são distintos).

T N (as massa são ligadas à terra através do neutro)

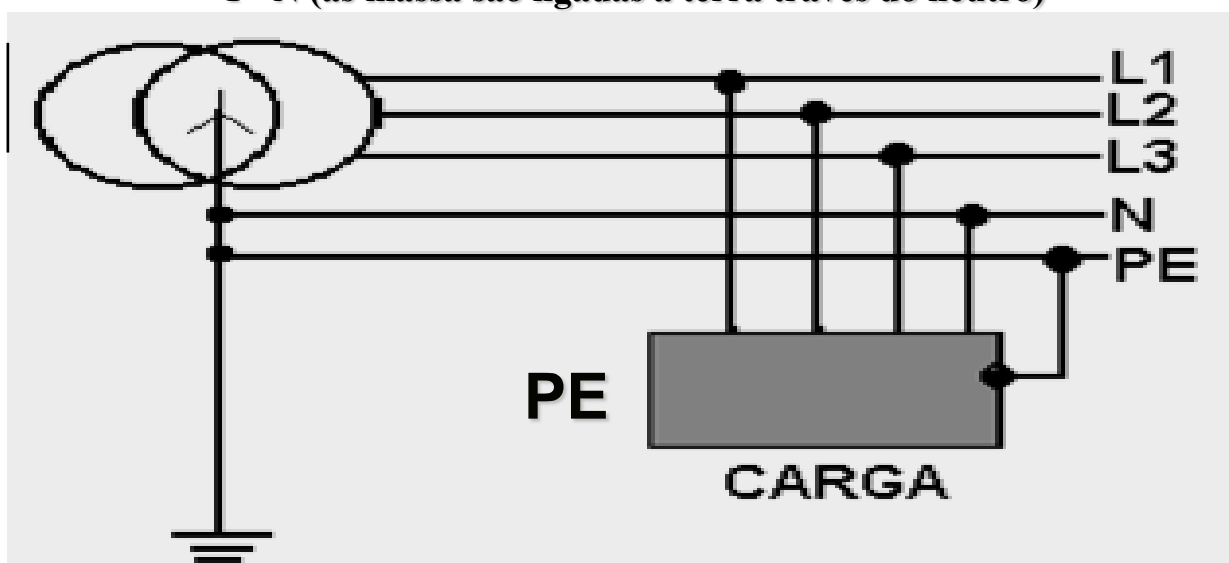


Fig.25. Esquema TN-S. Fonte: Adaptada de Pro cobre

TN-C Terra Neutro Coletivo (o condutor neutro e o de proteção são combinados em um único condutor ao longo de toda a instalação).

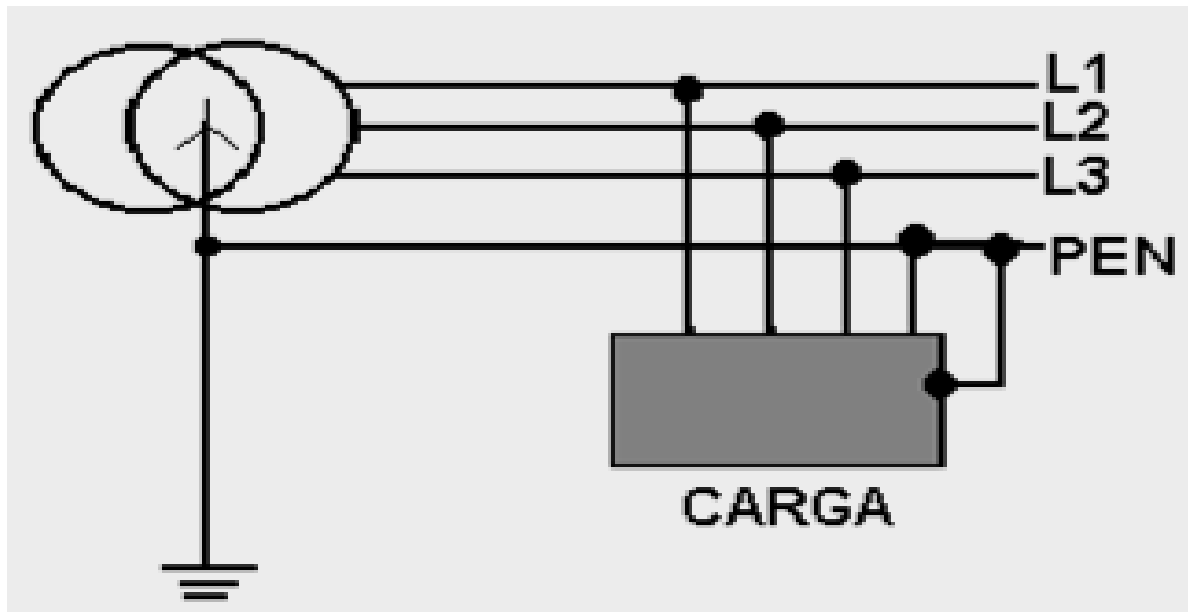


Fig.26. Esquema TN-C. Fonte: Adaptada de Procobre

TN-C-S (o condutor neutro e o de proteção são combinados em um único condutor em uma parte da instalação).

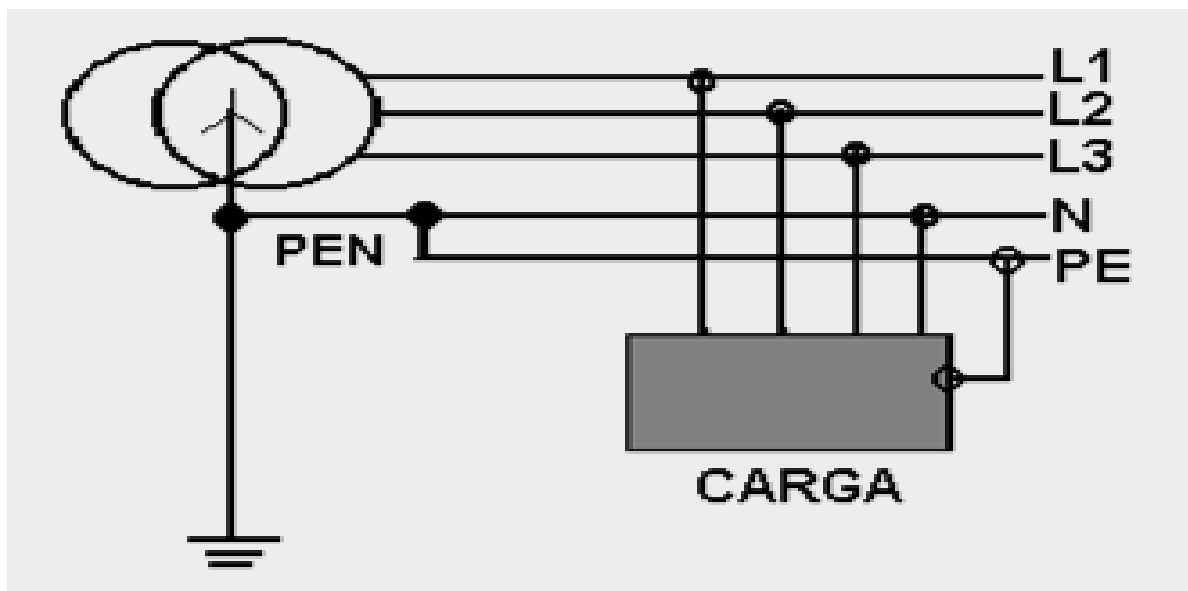


Fig.27. Esquema TN-C-S. Fonte: Adaptada de Procobre

No Esquema TT (terra a terra), o Neutro da fonte é ligado diretamente à terra e as massas dos equipamentos têm malhas ou hastes separadas da malha de aterramento da fonte.

T T (neutro à terra)

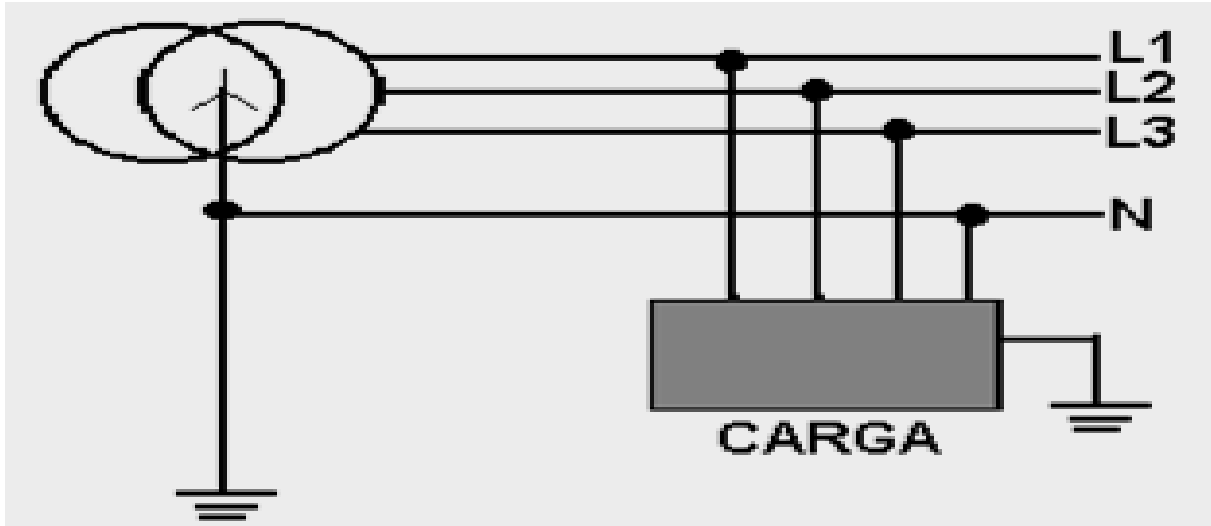


Fig.28. Esquema TT. Fonte: Adaptada de Procobre

O esquema IT (Impedância a terra) é similar ao esquema TT só que o aterramento da fonte é feito através da inserção de uma impedância de valor elevado. Ressaltando que este esquema não possui nenhum ponto de alimentação diretamente aterrado, somente as massas da instalação são aterradas.

I T (neutro isolado)

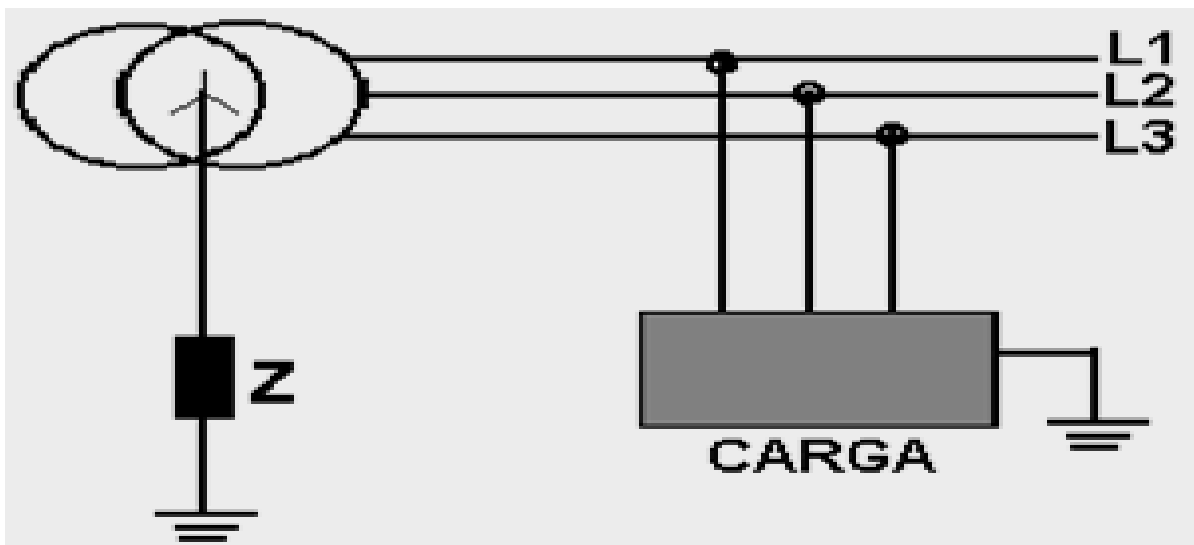


Fig.29. Esquema IT. Fonte: Adaptada de Procobre

- Quando a instalação possui um transformador ou gerador próprio, como é o caso das indústrias e de certos prédios institucionais e comerciais de porte, via de regra, a opção é pelo esquema TN. Mas, quando o prédio é alimentado por transformador exclusivo de propriedade da concessionária, tem-se que consultar a concessionária a respeito da utilização de seu neutro como condutor PEN.
- Para instalações alimentadas por rede pública de baixa tensão, caso das residências e pequenos prédios de todos os tipos, devido ao aterramento recomendado para o neutro, o esquema IT fica eliminado e o TT é o mais indicado.
- Quando existirem equipamentos com elevado nível de correntes de fuga, o esquema TT não é recomendado, em virtude da possibilidade de disparos intempestivos dos dispositivos DR's (dispositivos que detectam a soma fasorial das correntes que percorrem os condutores energizados de um circuito num determinado ponto) e quando existirem equipamentos com elevada vibração mecânica, o uso de um esquema TN não é indicado, devido à possibilidade de rompimento dos condutores.

4.4.2. Blindagem

Os equipamentos eletrônicos atuam de alguma forma como receptores e/ou transmissores de interferências eletromagnéticas, o que faz com que seja necessário considerar o ambiente eletromagnético onde esses equipamentos estão instalados. Sendo assim, existe a necessidade de conter os níveis de interferências eletromagnéticas dentro de limites aceitáveis, e isso é feito através da blindagem eletromagnética.

Uma blindagem eletromagnética pode ser definida como qualquer barreira que reduza o nível de um campo eletromagnético.

As formas de utilização da blindagem são variadas, como por exemplo: a blindagem do prédio, das salas, dos equipamentos eletrônicos e dos cabos ligados aos mesmos. Muitas vezes, devido a questões econômicas, utiliza-se somente a blindagem dos cabos, que pode ser feita da seguinte forma:

- a. Blindagem simples (o cabo possui apenas uma blindagem externa)
- b. Blindagem dupla (o cabo possui uma blindagem interna e uma externa)
- c. Blindagem adicional (além da blindagem do cabo, o mesmo é conduzido dentro de eletrodutos ou bandejas, que operam como blindagem adicional).

Os cabos blindados por sua vez, se dividem em três categorias: FTP, STP e SSTP.

Os cabos **FTP** (Foiled Twisted Pair) são os que utilizam a blindagem mais simples. Neles, uma fina folha de aço ou de liga de alumínio envolve todos os pares do cabo, protegendo-os contra interferências externas, mas sem fazer nada com relação ao crosstalk, ou seja, a interferência entre os pacotes de cabos:

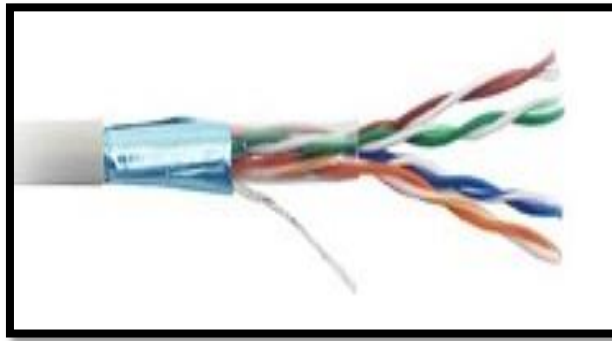


Fig.30. Cabo FTP. Fonte: Adaptada de Guia do Hardware

Os cabos **STP** (Shielded Twisted Pair) vão um pouco além, usando uma blindagem individual para cada par de cabos. Isso reduz o crosstalk e melhora a tolerância do cabo com relação à distância, o que pode ser usado em situações onde for necessário crimpar cabos fora do padrão, com mais de 100 metros:

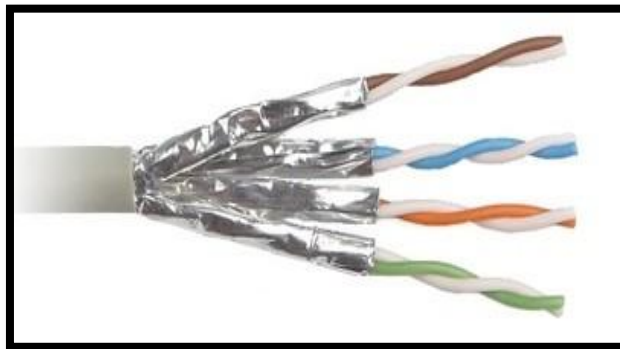


Fig.31. Cabo STP. Fonte: Adaptada de Guia do Hardware

Finalmente, temos os cabos **SSTP** (Screened Shielded Twisted Pair), também chamados de SFTP (Screened Foiled Twisted Pair), que combinam a blindagem individual para cada par de cabos com uma segunda blindagem externa, envolvendo todos os cabos, o que torna os cabos especialmente resistentes a interferências externas. Eles são mais adequados para ambientes com fortes fontes de interferências:

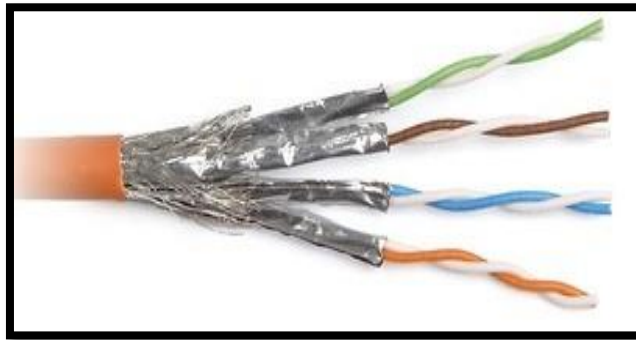


Fig.32. Cabo SSTP. Fonte: Adaptada de Guia do Hardware

4.4.3. Cabeamento

Os cabos existentes dentro de uma subestação merecem atenção especial em um projeto de proteção de equipamentos eletrônicos sensíveis, devido ao fato de ser um dos principais meios de propagação de surtos provocados por descargas atmosféricas entre o ponto de incidência e os equipamentos a serem protegidos.

Algumas das técnicas que podem ser usadas quanto ao cabeamento podem ser: blindagem e segregação.

A blindagem dos cabos pode ser feita como descrito no item anterior. Quanto à segregação, os cabos de energia, de comando, de medição, de sinalização e de telecomunicações devem ser separados dos cabos de alimentação e de força. Isso pode ser feito através do uso de eletrodutos, bandejas, eletrocalhas ou canaletas.

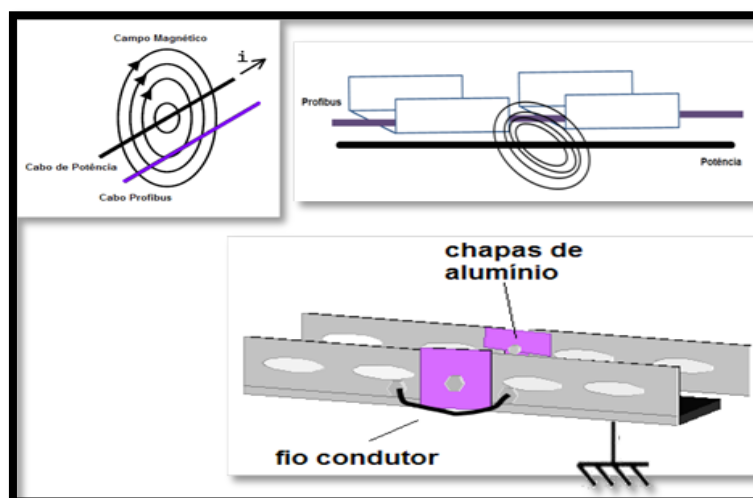


Fig.33. Bandeja Metálica Aterrada. Fonte: Adaptada de Artigo SMAR 2011

4.4.4. Dispositivos de Proteção Contra Surtos

A fim de reduzir a intensidade dos surtos que chegam aos equipamentos eletrônicos sensíveis, podem ser usados os dispositivos de proteção contra surtos, ou protetores contra surtos. Esse tipo de dispositivo pode ser usado nos cabos que entram nas instalações da casa de comando, tais como cabos de energia, controle, comando, proteção, linhas telefônicas e cabos de antenas, com o objetivo de garantir que o nível das sobretensões ou sobrecorrentes, como por exemplo, aquelas provocadas por descargas atmosféricas, sejam menores que o nível de suportabilidade dos equipamentos [5]. Dependendo das características dos componentes e ou dos circuitos a serem protegidos, estes dispositivos podem ser utilizados individualmente ou associados em cascata. A velocidade de resposta e a capacidade de conduzir corrente (energia) são os parâmetros básicos para a escolha do dispositivo a ser utilizado [6].

O dispositivo de proteção contra surtos (DPS) visto na figura 29, é um disjuntor usado para limitar tensões transitórias e desviar as correntes de surto para fora dos equipamentos protegidos. Esse tipo de dispositivo pode ser usado em todos os cabos que entram nas edificações (zonas de proteção), como cabos de energia, linhas de telefone e cabos de antenas, com o objetivo de garantir que o nível das sobretensões/sobrecorrentes, como aquelas acopladas por raios, seja menor que o nível de resistibilidade dos equipamentos.



Fig.34. Painel Interno com DPS.

CAPÍTULO 5

PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

5.1. Introdução

Os relés de proteção têm um papel fundamental na proteção de sistemas elétricos de potência, pois eles conseguem distinguir logicamente a diferença de uma corrente de curto-circuito para uma corrente de carga, e em alguns casos, distinguir diferentes locais de falta. Os três indicadores que dão as informações necessárias que permitem distinguir entre correntes de carga e de curto-circuito são: tensão, corrente e ângulo entre corrente e a tensão.

As correntes de curto-circuito são geralmente maiores que as correntes de carga, e o ângulo de atraso da corrente em relação à tensão é, em geral, maior para correntes de curto-circuito do que para correntes de carga. Por essa razão, os relés de proteção contra faltas usam a tensão e a corrente como grandezas características de entrada. Uma vez que as correntes de falta estão sempre atrasadas, o ângulo entre a tensão e a corrente, além de indicar o tipo de corrente, mostra a direção da corrente de falta. Outra relação, a razão entre a tensão e a corrente determina a distância entre o local do relé e a falta. Quanto à localização do relé, faltas próximas provocam correntes grandes, baixa tensão, e enquanto defeitos mais distantes provocam correntes menores e tensões não tão baixas.

Em um sistema de proteção há inúmeros tipos de relés com funções específicas para cada tipo de aplicação, dentre eles é importante citarmos: relé de sobrecorrente temporizado e instantâneo, relé de sobrecorrente direcional, relé de distância, relé diferencial, relé de subtensão e o relé de sobretensão.

A proteção desempenha uma função importante em um sistema confiável, e deve ser devidamente considerada ao planejar o sistema. Os disjuntores e relés associados devem atuar para proteger o sistema dos efeitos do curto-circuito nos equipamentos e com o objetivo de minimizar os danos nos equipamentos com falta.

O sistema de proteção tem como principal objetivo evitar que as falhas no sistema produzidas por curto-circuito possam danificar equipamentos e promover um rápido

restabelecimento de energia do sistema evitando danos aos consumidores garantindo uma qualidade no fornecimento de energia.

A proteção dos sistemas elétricos também visa monitorar dados com o intuito de se estudar posteriormente as causas das “falhas” ocorridas.

O estudo de implementação da proteção elétrica de um sistema leva em consideração diversos aspectos entre estes o [7]:

- Econômico: hoje, por exemplo, novos sistemas de proteção são implementados, utilizando-se relés microprocessados, porém, devido a fatores econômicos, os equipamentos eletromecânicos e estáticos que estão em funcionamento são mantidos;
- Propagação do defeito: evitar que o defeito possa atingir outros equipamentos da rede, causando danos a esses ou interferindo na operação normal do sistema;
- Tempo de inoperância: minimizar o tempo da não disponibilidade do fornecimento de energia.

No sistema de proteção são utilizados alguns termos enfatizados por P.M Anderson [8] que devem ser levadas em consideração, tais como:

- A confiabilidade da proteção no que se refere a atuação adequada par uma falta dentro de sua zona de proteção específica.
- A segurança na proteção que está relacionada com a habilidade de um sistema ou equipamento para não operar desnecessariamente.
- A sensibilidade na proteção que é a habilidade que um sistema tem de identificar uma situação de funcionamento anormal em que exceda o nível normal ou detectar o limiar em que a proteção deve atuar.
- A seletividade na proteção – É uma expressão associada ao arranjo dos dispositivos de proteção de forma que somente o elemento em falta seja retirado do sistema. A característica de seletividade restringe a interrupção somente dos componentes do sistema que estão em falta.
- Zona de proteção – São as regiões de sensibilidade. Na Figura 35 e 36, mostra-se um exemplo de zonas de proteção.

A linha de transmissão mostrada na figura 35 mostra um relé de distância do tipo impedância, que possui três zonas de proteção, correspondendo às respectivas impedâncias Z_1 , Z_2 e Z_3 os respectivos comprimentos l_1 , l_2 , l_3 , dentro de cada zona de proteção e os respectivos tempos de atuação de t_1 , t_2 e t_3 . A figura 31 mostra estas temporizações.

É importante notar que a região de conjugado positivo (atuação) fica dentro dos círculos de cada zona de proteção. Assim, o relé operará sempre que a impedância for menor que o valor ajustado e $t_1 < t_2 < t_3$.



Fig.35. Relé de Distância Tipo Impedância.

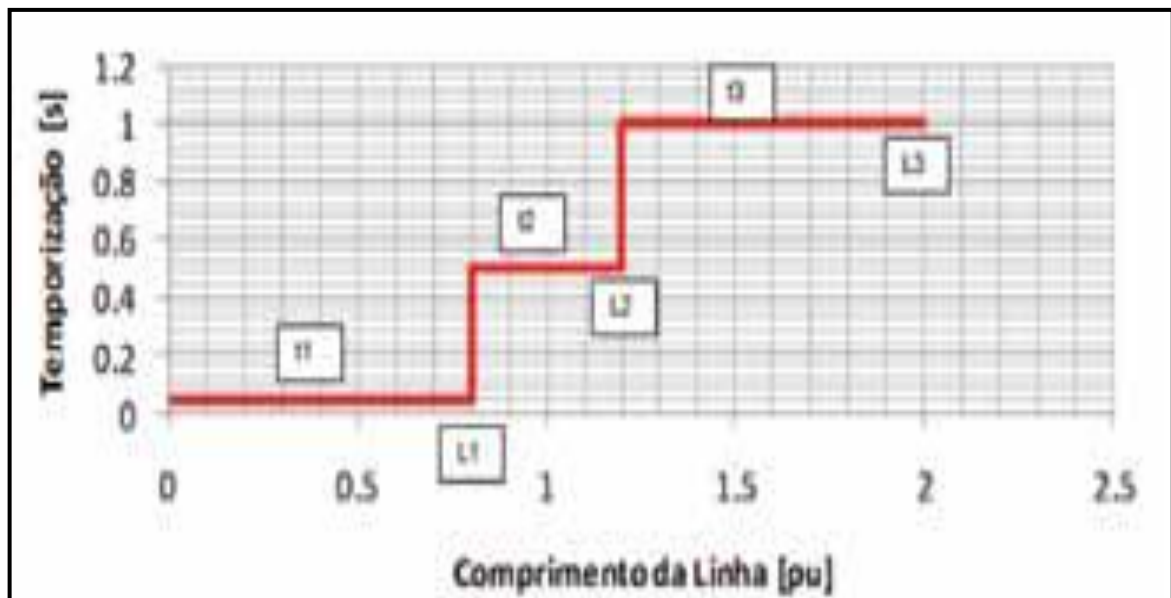


Fig.36. Temporizações das Zonas de Proteção

Os equipamentos de proteção podem ser classificados em dois grupos:

- Proteção primária ou principal;

- Proteção secundária ou de retaguarda.

A proteção primária refere-se à proteção principal, em que o elemento de seccionamento encontra-se na conexão entre dois elementos possibilitando a retirada somente do elemento da falta em questão. Neste grupo de proteção, estabelecer-se-á uma zona de proteção em torno de cada elemento, enquanto que a proteção secundária ou de retaguarda está voltada para uma proteção localizada na zona adjacente à zona primária, a qual é ajustada para operar em situações de anormalidade em que a proteção primária não entrou em atuação.

A proteção secundária ou de retaguarda pode ser local, caso se encontre na mesma subestação da proteção primária, ou remota, caso se encontre em outra subestação.

5.2. Relés de Proteção para Linha de Transmissão

Na proteção das linhas de transmissão podemos utilizar alguns tipos de relés que são de fundamental importância para o sistema de proteção, pois é nas linhas de transmissões que tem uma maior probabilidade de ocorrer faltas, devido a sua longa extensão com grande possibilidade de ocorrer descargas atmosféricas sobre elas.

As faltas em linhas de transmissão ou de distribuição podem ser classificadas em faltas entre fases (falta trifásica ou fase-fase) e faltas à terra (falta fase-terra, fase-fase-terra ou trifásica para terra).

Devido à extensão característica das linhas de transmissão a proteção diferencial era até pouco tempo inviável, onde era necessária a comparação da corrente entrando num circuito com a corrente saindo deste circuito.

Como uma alternativa pode-se amostrar correntes e tensões nos terminais da linha.

A relação entre tensão e corrente fornece uma impedância, que no caso de um curto na LT (Linha de Transmissão), é substancialmente proporcional à distância do relé até o ponto da falta. Este método de identificação de faltas em linhas apresenta como desvantagem a susceptibilidade às variações de tensão e corrente que ocorrem durante a falta.

Outra questão de extrema importância, no caso de proteção de linhas, é a rápida localização da falta. Como as linhas geralmente são longas, pequenos erros de localização podem implicar em atraso no restabelecimento da energia.

Nas LT's utilizamos relés de distância, pois ele realmente mede a distância entre o local do rele e o ponto de falta na linha. Juntamente podemos utilizar um esquema de proteção

chamado de Teleproteção cuja função é abrir instantaneamente os dois disjuntores das extremidades da linha, isolando a falta.

Outro relé utilizado em uma linha é o relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado.

Os relés de distância comparam o ponto de ocorrência da falta com o ponto onde se encontra o relé. Para tanto, o relé analisa a relação entre a tensão e a corrente.

Na figura 37, mostra-se a característica de operação de um relé de distância, designada pelo plano R-X.

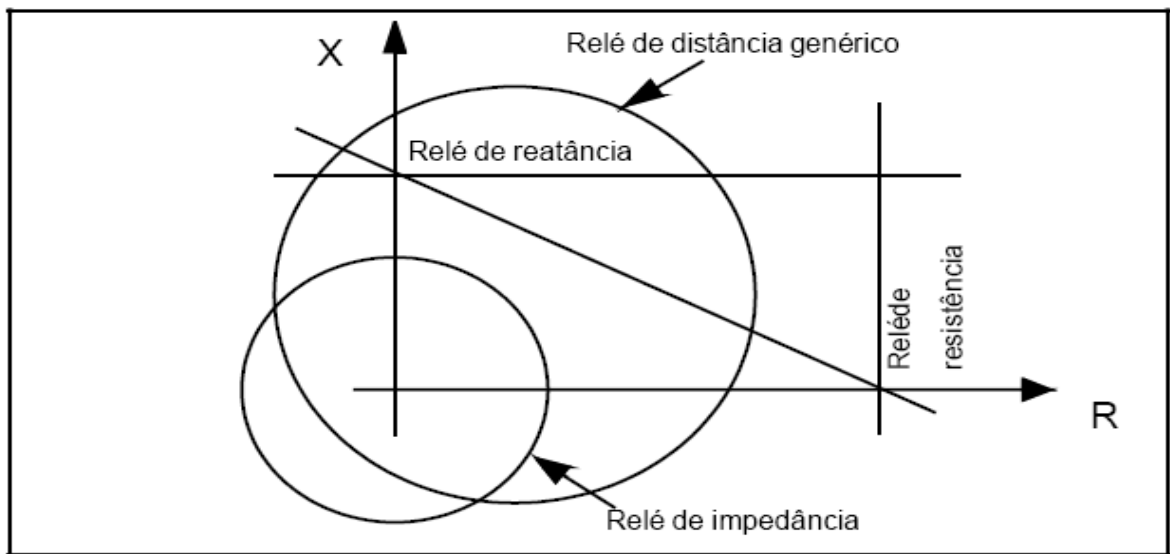


Fig.37. Características Gerais de Operação de Relés de Distância [8]

Pode-se também ter direcionalidade inerente no relé de distância como é mostrado na figura 38.

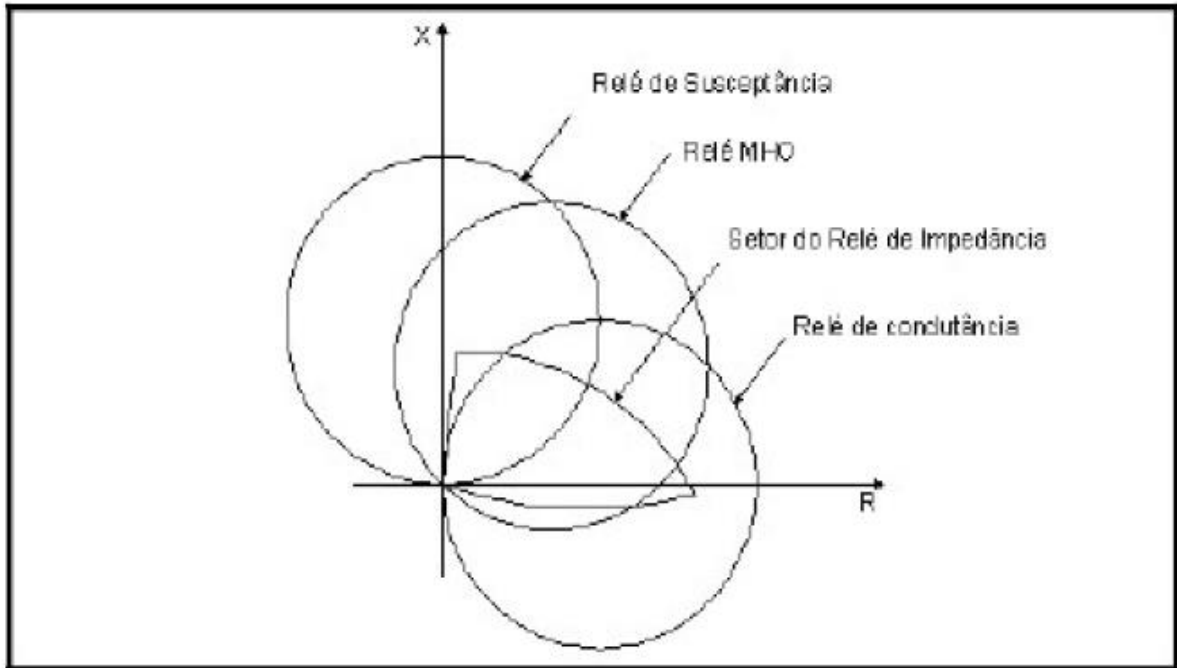


Fig.38. Características Gerais de Operação de Relés de Distância com Característica de Direcionalidade [8]

5.3. Considerações Gerais de Proteção de Linhas de Transmissão

5.3.1. Definições Básicas do Sistema de Proteção

COMPONENTE DO SISTEMA DE POTÊNCIA ou COMPONENTE: é todo equipamento ou instalação delimitado por disjuntores, elos fusíveis ou religadores automáticos. Uma exceção existe para reator shunt de linha de transmissão que também é classificado como COMPONENTE, mesmo sem disjuntor próprio.

SISTEMA: quando aplicado à proteção, à supervisão e controle ou a telecomunicações, significa o conjunto de equipamentos e funções requeridas e necessárias para seu desempenho adequado na operação da instalação e da rede básica.

SISTEMA DE PROTEÇÃO: conjunto de equipamentos composto por relés de proteção, relés auxiliares, equipamentos de teleproteção e acessórios destinados a realizar a proteção em caso de falhas elétricas, tais como curtos-circuitos, e de outras condições anormais de operação dos componentes de um sistema elétrico (LINHAS DE TRANSMISSÃO, barramentos e equipamentos).

PROTEÇÃO UNITÁRIA OU RESTRITA: destina-se a detectar e eliminar, seletivamente e sem retardo de tempo intencional, falhas que ocorram apenas no componente protegido. São

exemplos os esquemas com comunicação direta relé a relé, os esquemas de teleproteção, as proteções diferenciais, os esquemas de comparação de fase etc.

PROTEÇÃO GRADATIVA OU IRRESTRITA: destina-se a detectar e eliminar falhas que ocorram no componente protegido e a fornecer proteção adicional para os componentes adjacentes. Em sua aplicação como proteção de retaguarda, sua atuação é coordenada com a atuação das proteções dos equipamentos adjacentes por meio de retardo de tempo intencional. São exemplos as proteções de sobrecorrente e as proteções de distância.

PROTEÇÃO DE RETAGUARDA: destina-se a atuar quando da eventual falha de outro sistema de proteção. Quando esse sistema está instalado no mesmo local do sistema de proteção a ser coberto, trata-se de retaguarda local; quando está instalado em local diferente daquele onde está o sistema de proteção a ser coberto, trata-se de retaguarda remota.

PROTEÇÃO PRINCIPAL: esquema de proteção composto por um sistema de proteção unitária ou restrita e um sistema de proteção gradativa ou irrestrita.

PROTEÇÃO ALTERNADA: esquema composto por um sistema de proteção unitária ou restrita e por um sistema de proteção gradativa ou irrestrita, funcionalmente idêntico à proteção principal e completamente independente desta.

PROTEÇÃO INTRÍNSECA: conjunto de dispositivos de proteção normalmente integrados aos equipamentos, tais como relés de gás, válvulas de alívio de pressão, sensores de temperatura, sensores de nível etc.

SIR: relação entre a impedância de fonte e a impedância da linha de transmissão (SIR), é definida por meio da divisão da impedância da fonte atrás do ponto de aplicação de um relé pela impedância total da linha de transmissão protegida:

$$SIR = ZS / ZL$$

Onde, ZS = Impedância da Fonte e ZL = Impedância da linha de transmissão.

COMPRIMENTO RELATIVO DE LINHA DE TRANSMISSÃO: determinado em função do SIR e utilizado para a seleção do tipo de proteção mais indicado. No âmbito do presente Anexo Técnico, as linhas de transmissão classificam-se como:

LINHAS DE TRANSMISSÃO curtas, as que apresentam $SIR > 4$;

LINHAS DE TRANSMISSÃO longas, as que apresentam $SIR \leq 0,5$.

5.3.2. Características do Sistema de Proteção de Linha

O sistema de proteção de linha de transmissão compreende o conjunto de relés, equipamentos e acessórios instalados nos terminais de linha de transmissão, necessários e suficientes para a detecção e eliminação, de forma seletiva, de todos os tipos de faltas – com ou sem resistência de falta - e de outras condições anormais de operação.

Os sistemas de proteção devem ser selecionados de acordo com as características da linha de transmissão a ser protegida. Linhas de transmissão curtas ($SIR > 4$) não devem utilizar esquemas de proteção com funções ajustadas em subalcance.

Sistemas de proteção compostos por relés de distância devem ter as seguintes funções:

- a) Funções de distância (21/21N) para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, com temporizadores independentes por zona;
- b) Função de sobrecorrente direcional de neutro (67N), com unidades instantâneas e temporizadas para complementação da proteção de distância para faltas a terra independentes das funções de medição de distância;
- c) Função para a detecção de faltas que ocorram durante a energização da linha de transmissão (50LP - switch onto fault);
- d) Função para detecção de oscilações de potência e bloqueio das unidades de distância (68OSB).

Se a proteção unitária ou restrita for realizada por relés de distância, o esquema de teleproteção deve atender aos seguintes requisitos:

- a. A seleção da(s) lógica(s) de teleproteção a ser(em) adotada(s) em cada caso deve levar em conta o sistema de telecomunicação utilizado, os efeitos das variações das impedâncias das fontes, o comprimento relativo da linha de transmissão, acoplamentos magnéticos com outras linhas de transmissão e a existência de compensação série;
- b. A unidade instantânea da proteção de sobrecorrente direcional de neutro (67 N) deve atuar incorporada ao esquema de teleproteção selecionado;
- c. Em esquemas de teleproteção por sobrealcance devem ser utilizadas lógicas de bloqueio temporário para evitar operação indevida durante a eliminação sequencial de faltas em linha de transmissão paralelas (transient blocking);
- d. Os esquemas de teleproteção do tipo permissivo por sobrealcance devem ter lógicas para a devolução de sinal de disparo (echo) e para proteção de terminais com fraca alimentação (weak infeed).

As proteções unitárias ou restritas devem detectar faltas entre fases e entre fases e terra, para 100% da extensão da linha de transmissão protegida, sem retardo de tempo intencional.

As proteções gradativas ou irrestritas devem ser compostas por relés de distância (21/21N), para defeitos entre fases e fase-terra e por relé de sobrecorrente direcional de neutro (67N). Devem atender aos requisitos já mencionados e possibilitar efetiva proteção de retaguarda.



Fig.39. Trecho de uma Linha de Transmissão

O relé 7SA6 de fabricação da SIEMENS figura 35 é um relé numérico de proteção que faz parte do grupo de relés multifuncionais digitais de última geração oferecidos pelos grandes fabricantes de dispositivos de proteção (SIEMENS, ABB, SEL, AREVA, etc.), garantindo a continuidade do serviço e estabilidade do sistema de transmissão.



Fig.40. Relé Numérico de Proteção de Distância 7SA6

Esta proteção de distância, assim como as outras dos demais fabricantes, tem como objetivo atender as mais complexas especificações técnicas de proteção de linhas de transmissão, como também aos Procedimentos de Rede do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Atualmente os novos sistemas de proteção de linhas de transmissão são solicitados para serem compostos obrigatoriamente por relés numéricos, com tecnologia digital microprocessada, multifunções, com rotinas de oscilografia, sincronização do tempo interno via sinal de satélite GPS, parametrização e alteração dos ajustes de forma remota.

Além disto, são exigidos autodiagnóstico e autoteste, incluindo saídas seriais/ópticas para comunicação com microcomputadores. O tempo de processamento dos relés numéricos de proteção não deve exceder a 8 milisegundos para qualquer tipo de falta e localização.

Para as linhas de transmissão da Rede Básica do Sistema Elétrico Brasileiro, com tensões de 345 kV até 750 kV, o tempo total de eliminação da falta não deve ser superior a 100 milisegundos, já se considerando o tempo de transmissão do sinal de teleproteção e o tempo de abertura do disjuntor de alta tensão. Entretanto, para as linhas de transmissão com tensões de 230 kV e linhas de 138 kV que eventualmente também façam parte da Rede Básica, o tempo total de eliminação da falta não deve ser superior a 150 milisegundos.

CAPÍTULO 6

QUALIDADE DE ENERGIA E DESEMPENHO NA TRANSMISSÃO

6.1. Introdução

Diversos aspectos permitem a avaliação da qualidade do fornecimento de energia elétrica, entre eles podemos citar a continuidade do fornecimento, nível de tensão, oscilações de tensão, desequilíbrios, distorções harmônicas de tensão e interferência em sistemas de comunicações.

Dentro dos distúrbios referentes às oscilações de tensão, têm-se os distúrbios tipo impulso, oscilações transitórias, variações no valor eficaz (de curta ou longa duração), desequilíbrio de tensão e distorções na forma de onda. Estes distúrbios representam desvios em regime da forma de onda, em relação à onda teórica puramente senoidal.

A qualidade da energia elétrica constitui na atualidade um fator crucial para a competitividade de praticamente todos os setores industriais e dos serviços. O setor da energia elétrica encontra-se, sobretudo nas duas últimas décadas, a atravessar profundas mudanças devido a um número considerável de fatores devido a alteração da natureza de cargas consumidoras e da forma como a energia elétrica é hoje utilizada, a liberalização, desregulamentação (ou re-regulamentação) em curso a nível mundial, a proliferação de autoprodutores, o aparecimento de novas tecnologias de geração e o peso crescente das questões ambientais associadas às tecnologias de geração, têm provocado grandes alterações no modo de funcionamento do setor.

Para manter o nível de tensão dentro de certos limites operacionais aceitáveis, tanto ao nível de transmissão como de distribuição, são necessárias medidas de controle e de acompanhamento tanto dos órgãos de fiscalização como das concessionárias fornecedoras de energia. Isto se deve ao fato de que, tanto os sistemas de distribuição como de transmissão estão constantemente sujeitos a ocasionais variações de tensão. Estas variações, mesmo dentro de limites pré-estabelecidos, podem causar operações incorretas de sensíveis equipamentos elétricos nos diversos setores.

6.2. Indicadores de Continuidade e Desempenho do Sistema Elétrico

A Duração Equivalente de Continuidade e a Frequência Equivalente de Continuidade são indicadores que servem para monitorar a qualidade do fornecimento energia elétricas das empresas distribuidoras. Esses indicadores são apurados por cada empresa e auditados pela ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica.

Os indicadores coletivos, como o de Duração Equivalente de Continuidade (DEC) registra quantas horas em média por ano o consumidor fica sem energia elétrica e o de Frequência Equivalente de Continuidade (FEC) é que indica quantas vezes em média a luz faltou para o consumidor.

Além dos indicadores coletivos DEC e o FEC, os serviços prestados pelas empresas distribuidoras são avaliados por indicadores individuais, conhecidos como DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora), que medem, respectivamente, a duração e a frequência das interrupções do fornecimento de energia em cada unidade consumidora. Outro indicador individual que as distribuidoras devem observar é o DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora), que registra o tempo máximo que uma unidade consumidora permaneceu sem energia no intervalo de tempo de apuração. Esses números são detalhados pelas distribuidoras na fatura mensal de seus consumidores.

As diferenças entre o DEC e o DIC, estão no fato de que DEC refere-se à quantidade equivalente de horas que um conjunto de unidades consumidoras ficou sem energia, enquanto o DIC refere-se à quantidade de horas que uma única unidade consumidora ficou sem energia.

Em resumo, DEC é um indicador do conjunto e o DIC é um indicador individual.

Da mesma forma a diferença ente o FEC e o FIC é que primeiro é referente ao número equivalente de vezes em que houve falta de energia elétrica num mesmo conjunto de unidades consumidoras, enquanto segundo é referente ao número de vezes que houve a falta de energia elétrica em uma única unidade consumidora. Do mesmo modo, FEC é um indicador do conjunto e o FIC é um indicador individual.

Esses indicadores são uma importante ferramenta utilizada pela ANEEL para supervisionar e avaliar a continuidade da distribuição de energia elétrica realizada pelas concessionárias na sua área de concessão. Se alguma das distribuidoras de energia elétrica não atinge a meta estabelecida pela agência, fica sujeita a multa.

O interesse nas questões de qualidade de energia elétrica tem aumentado significativamente nos últimos anos devido principalmente aos seguintes fatores: novas exigências de qualidade de energia estabelecidas em Leis Federais; aumento do interesse em tarifas baseadas na qualidade; energia elétrica vista como um produto; aumento no nível de perturbações em sistemas de potência e diminuição da imunidade de equipamentos elétricos às perturbações.

Os principais problemas em termos de impacto socioeconômico são as interrupções de curta e longa duração e as flutuações bruscas de tensão (voltage dips).

Para avaliar sob o ponto de vista econômico um serviço ou um produto, um conjunto de critérios de qualidade deveria ser estabelecido. Estes critérios poderiam ser divididos em dois grupos principais:

Grupo 1: Critérios objetivos/técnicos

Grupo 2: Critérios subjetivos

O Grupo 1 seria importante como restrição de planejamento, quando o objetivo é minimizar os custos socioeconômicos para a distribuição. Também é natural que se tenha regras e regulamentações nacionais claras neste grupo. O contrário seria válido para o Grupo 2, embora estes aspectos possam ser mais importantes do ponto de vista do consumidor, especialmente se o nível de desempenho técnico é alto.

Por razões econômicas, todo o sistema pode ser planejado com menores margens, e conseqüentemente, ser operado de forma mais solicitada. Isto irá, por sua vez, criar demandas para melhor determinação de níveis de confiabilidade e de custo das interrupções. É objetivo do planejamento do sistema minimizar investimentos e custos de perdas, de manutenção e operação, e da energia interrompida para o consumidor e para a concessionária.

As concessionárias devem procurar viabilizar a análise das conseqüências das interrupções ocasionadas nas unidades consumidoras, de forma a buscar soluções conjuntas com os consumidores, evitando, assim, causar-lhes desconforto e prejuízos.

6.2.1. Cálculo dos Indicadores de Continuidade

Como o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade

Consumidora) indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (residência, comércio, indústria etc.).

O **DEC** pode ser calculado por:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^K Ca(i).t(i)}{C_c}$$

Assim como o FEC pela seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^K Ca(i)}{C_c}$$

A duração de interrupção por unidade consumidora (DIC) utiliza a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

A frequência de interrupção por unidade consumidora (FIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

Onde:

Ca (i) = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;

t(i) = Duração de cada evento (i), no período de apuração;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k = Número máximo de eventos no período considerado;

n = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração; e

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

Para cada região atendida pelas concessionárias, a ANEEL fixa valores máximos para o DEC e FEC, caso esses valores máximos sejam superados, a concessionária fica sujeita ao pagamento de multas. Na figura 36 temos como exemplo um alimentador que conta com dois transformadores atendendo consumidores.

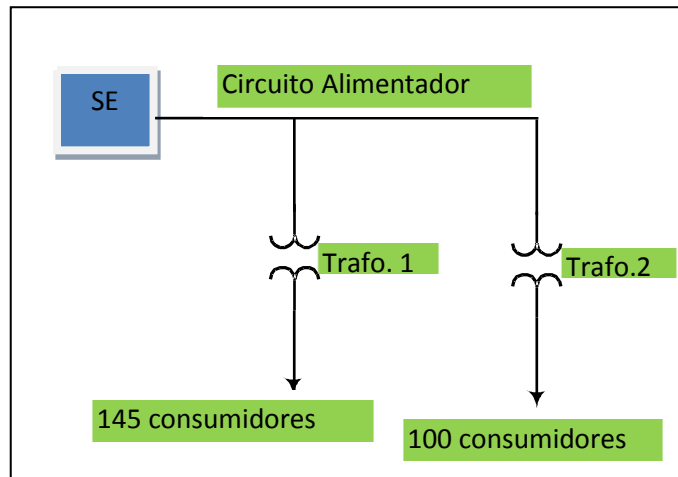


Fig.41. Circuito Alimentador

A tabela 1 apresenta supostas interrupções sofridas no período de um mês (30 dias):

Tabela 2- Interrupções de Energia

Transformadores interrompidos	Duração (horas)
1	0,7
1, 2	0,4
2	1,3
1	0,45

De acordo com as informações da tabela, teremos como valores de DEC e FEC para esse circuito alimentador:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^K Ca(i) \cdot t(i)}{C_c} = \frac{\sum_{i=1}^K 145 \cdot 0,7 + (145 + 100) \cdot 0,4 + 100 \cdot 1,3 + 145 \cdot 0,45}{145 + 100}$$

$$DEC = 1,61 \text{ (h)}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^K Ca(i)}{C_c} = \frac{\sum_{i=1}^K 145 + (145 + 100) + 100 + 145}{145 + 100}$$

$$FEC = 2,59 \text{ (h)}$$

CAPÍTULO 7

EFEITOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NOS ÍNDICES DE DESEMPENHO DA SUBESTAÇÃO VILA DO CONDE E MARABÁ

7.1. Introdução

Os efeitos produzidos por descargas atmosféricas no sistema elétrico não devem ser menosprezados pelas empresas que pertencem ao setor elétrico, haja visto, que por ser um fenômeno natural e de difícil previsão que o antecipe, os parâmetros físicos da subestação devem ser apropriados para diminuir os impactos residuais de descargas atmosféricas.

A maioria dos desligamentos acidentais nas Redes de Distribuição de Energia Elétrica são provocados por Descargas Atmosféricas diretas ou indiretas, muitas vezes acarretando danos em equipamentos do sistema. Os custos causados pelas descargas atmosféricas são de grandes proporções, tais como: desligamento total ou parcial de um alimentador, queima de transformadores, danos em para-raios, rompimento de condutores de alta tensão/baixa tensão, isoladores danificados ou banco de capacitores.

A estrutura do arranjo físico da subestação, incluindo os pátios, a malha de aterramento, os SPDA (sistemas de proteção contra descargas atmosféricas), as canaletas, a casa de comando, a torre de telecomunicação e a linha telefônica, devem ser levados em consideração em virtude de sofrerem os efeitos residuais desse fenômeno.

Em se tratando de qualidade de energia fornecida, os surtos de origem atmosférica são responsáveis pelas perturbações nas redes de distribuição afetando significativamente os indicadores de qualidade da energia fornecida.

Atualmente as empresas do setor elétrico investem em conhecimentos que possibilitem a segurança do sistema e aperfeiçoamento dos métodos e tecnologia para garantir cada vez mais a confiabilidade, visando o aumento na qualidade de energia.

Tendo em vista a importância relevante do assunto é feito um estudo dos efeitos causados pela incidência de descargas atmosféricas no índice de desempenho da SE VDC e

SE MB em função de desligamentos na linha de transmissão de 230 KV VDC-CASTANHAL e na própria subestação, onde serão enfatizados os principais parâmetros dessas descargas além da interação das mesmas com a subestação.

7.2. Transitórios

O complexo sistema de energia elétrica é composto de usinas geradoras, subestações, linhas de transmissão, linha de distribuição e alimentadores para conduzir a energia até as indústrias e residências.

Conforme DUGAN et al. (1996), o termo transitório tem sido aplicado a análise das variações do sistema de energia para denotar um evento que é indesejável, mas momentâneo, em sua natureza.

Entende-se por transitórios eletromagnéticos as manifestações ou respostas elétricas locais ou nas adjacências, oriundas de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica. Geralmente, a duração de um transitório é muito pequena, mas de grande importância, uma vez que os equipamentos presentes nos sistemas elétricos estarão submetidos a grandes solicitações de tensão e/ou corrente. Os fenômenos transitórios podem ser classificados em dois grupos, os chamados transitórios impulsivos, causados por descargas atmosféricas e os transitórios oscilatórios, causados por chaveamentos.

A tabela 2 descreve os principais tipos de distúrbios provocados pela incidência de descargas atmosféricas, com suas causas, efeitos e soluções.

Tabela 3- Qualidade de Energia – Fundamentos Básicos (Mário Oleskovicz)

Tipo do distúrbio	Descrição	Possíveis causas	Efeitos	Soluções
Interrupção de energia	Total interrupção do fornecimento de energia:	Acidentes, ações da natureza, etc. os quais requerem a devida operação dos equipamentos da concessionária.	Safda e/ou queda do sistema	Fonte de Alimentação Ininterrupta(UPS)
	Interrupção momentânea: permanece de 0.5 s a 3 s	(fusíveis, religadores, etc.).	Perda de memória de controladores e computadores	Suprimento de Força ou Energia ininterruptível
	Interrupção temporária: permanece de 3 s até 1 min.	Curto circuitos internos requerendo a devida operação de disjuntores e fusíveis ao nível do consumidor.	Avaria de hardware Avaria de produtos	Gerador de emergência (ininterrupção permanente)

	Interrupção Permanente: Permanece por um período superior a 1 min.			
Tipo do distúrbio	Descrição	Possíveis Causas	Efeitos	Soluções
Transitório	Alterações súbitas Nas formas CA, resultando um abrupto, mas breve aumento da tensão.	São causados por tempestades (relâmpagos), operação de fusíveis, religadores e disjuntores da concessionária. Causas internas são a entrada ou saída de grandes equipamentos e chaveamento de capacitores	Erros de processamento e perda de dados Queima de placas de circuitos, danos ao isolamento e avarias nos equipamentos elétricos	Para-raios Fonte de Alimentação Ininterrupta (UPS) Transformadores de isolamento Transformador de tensão constante
Tipo de distúrbio	Descrição	Possíveis Causas	Efeitos	Soluções
Afundamento/ elevação	Qualquer decréscimo (afundamento) ou aumento (elevação) na tensão por um período de tempo entre meio ciclo a 3 s Afundamentos de Tensão correspondem a 87% de todos os distúrbios observados em sistema de energia (de acordo com estudos do Bell Labs).	Parada ou partida de pesados (grandes) equipamentos Curto circuitos Falhas de equipamentos ou chaveamento da concessionária	Perda de memória e erros de dados Parada de equipamentos Oscilações luminosas Redução da vida útil e diminuição da velocidade e/ou parada de motores.	Fonte de Alimentação Ininterrupta (UPS) Transformador de tensão constante Reguladores de tensão

Um transitório impulsivo é uma súbita alteração não desejável no sistema, que se encontra em condição de regime permanente, refletido nas formas de ondas da tensão e corrente, ou ambas, sendo unidirecional na sua polaridade (primeiramente positivo ou negativo). Normalmente é causado por descargas atmosféricas com frequências bastante diferentes daquela da rede elétrica. O gráfico 01 ilustra uma corrente típica de um transitório impulsivo, oriundo de uma descarga atmosférica. Os transitórios impulsivos são normalmente caracterizados pelos seus tempos de aumento e decaimento, os quais podem ser revelados pelo conteúdo espectral do sinal em análise. Como exemplo, um transitório impulsivo 1,2x50- μ s 2000-V nominalmente aumenta de zero até seu valor de pico de 2000 V em 1,2 μ s e decai a um valor médio do seu pico em 50 μ s. Como anteriormente citado, a causa mais comum de transitórios

impulsivos é a descarga atmosférica. Devido à alta frequência do sinal resultante, a forma dos transitórios impulsivos pode ser alterada rapidamente pelos componentes do circuito e apresentar características significantes quando observadas de diferentes partes do sistema de energia.

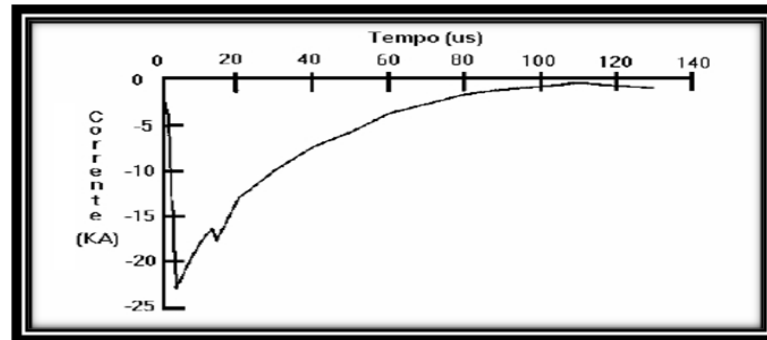


Gráfico. 01. Corrente Transitória Impulsiva Oriunda de uma Descarga Atmosférica

- Por se tratarem de transitórios causados por descargas atmosféricas, é de fundamental importância se observar qual o nível da tensão no ponto de ocorrência da descarga.
- Em sistemas de distribuição o caminho mais provável para as descargas atmosféricas é através de um condutor fase, no primário ou no secundário, causando altas sobretensões no sistema. Uma descarga diretamente na fase geralmente causa “flashover” na linha próxima ao ponto de incidência e pode gerar não somente um transitório impulsivo, mas também uma falta acompanhada de afundamentos de curta duração e interrupções. Altas sobretensões transitórias podem também ser geradas por descargas que fluem ao longo do condutor terra. Existem numerosos caminhos através dos quais as correntes de descarga podem fluir pelo sistema de aterramento, tais como o terra do primário, o terra do secundário e as estruturas do sistema de distribuição. Os principais problemas de qualidade da energia causados por estas correntes no sistema de aterramento são as seguintes:
 - Elevação do potencial do terra local, em relação a outros terras, em vários kV. Equipamentos eletrônicos sensíveis que são conectados entre duas referências de terra, tal como um computador conectado ao telefone através de um “modem”, podem falhar quando submetidos aos altos níveis de tensão.
 - Indução de altas tensões nos condutores fase, quando as correntes passam pelos cabos a caminho do terra.

Em se tratando de descargas em pontos de extra-alta tensão, o surto se propaga ao longo da linha em direção aos seus terminais podendo atingir os equipamentos instalados em

subestações de manobra ou abaixadoras. Entretanto, a onda de tensão ao percorrer a linha, desde o ponto de incidência até as subestações abaixadoras para a tensão de distribuição, tem o seu valor de máximo consideravelmente atenuado, e assim, consumidores ligados na baixa tensão não sentirão os efeitos advindos de descargas atmosféricas ocorridas em nível de transmissão. Contudo, os consumidores atendidos em tensão de transmissão e supostamente localizados nas proximidades do ponto de descarga, estarão sujeitos a tais efeitos, podendo ocorrer a danificação de alguns equipamentos de suas respectivas instalações.

7.2.1 - Caso Piloto de Estudo

O estudo desenvolvido evidência os desligamentos por descargas atmosféricas na linha de transmissão VDC/CASTANHAL de 230 KV e no disjuntor de 500 KV VCDJ7-08 e linha de transmissão MB/Imperatriz de 500 KV

As linhas de transmissão do sistema elétrico selecionada como piloto para aplicação da metodologia desenvolvida foi a de 230 KV Vila do Conde – Castanhal e MB/Imperatriz de 500 KV localizada na Região Norte do Pará, na subestação de Vila do Conde e subestação de Marabá, apresentada nas figuras 42 e 43, assim como também o estudo da incidência direta na própria instalação da subestação.

Para efeito de coleta de dados de natureza operacional elétrica, foram utilizadas informações procedentes do centro de operação regional da Eletronorte no estado do Pará, situado em Belém, considerações de natureza espacial topográfica e climatologia de descargas para análise, foram fornecidas pelo Sistema de Proteção da Amazônia (SIPAM). Para tanto, o sistema utiliza dados gerados por uma complexa infra-estrutura tecnológica, composta por subsistemas integrados de sensoriamento remoto, radares, estações meteorológicas e plataformas de dados, instalada na região.

Graças a este aparato, o Sistema de Proteção da Amazônia é capaz de promover o completo monitoramento da região e produzir informações em tempo próximo do real. Para a linha Vila do Conde- Castanhal e linha de Marabá e para a subestação de VDC e MB foi disponibilizado histórico de 24 falhas, sendo 8 referentes a ocorrência em linhas VDC, 8 referentes a ocorrência em equipamentos no interior da subestação VDC e 8 em linhas MB correspondente ao período de maio de 2005 a setembro de 2013, compreendendo as falhas cujas causas prováveis foram identificadas como descargas atmosféricas. Para cada falha, foi também identificado o circuito, a data e a hora de ocorrência.

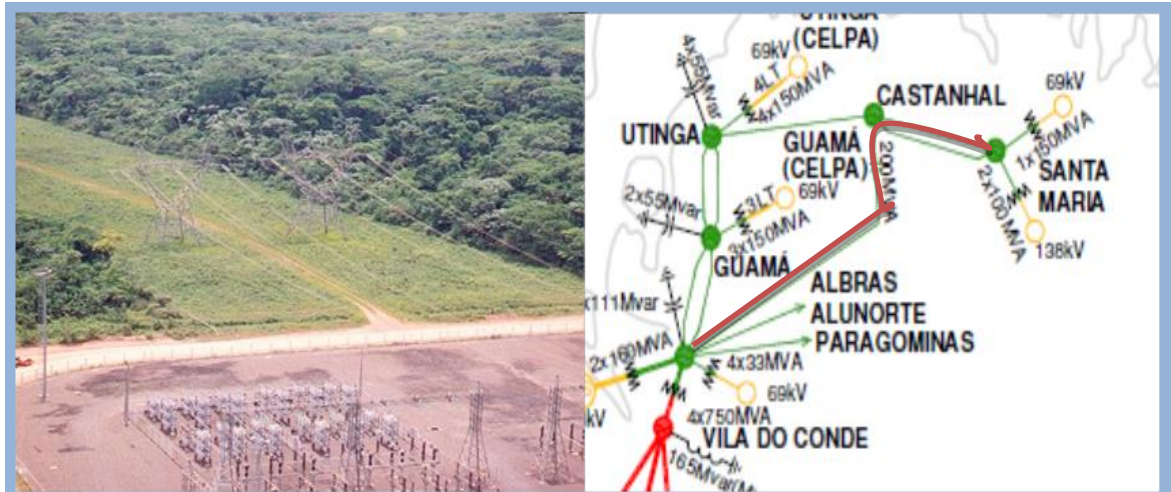


Fig.42. Subestação Vila do Conde com a Linha de Transmissão Vila do Conde – Castanhal, selecionada como piloto do sistema elétrico para aplicação da metodologia desenvolvida

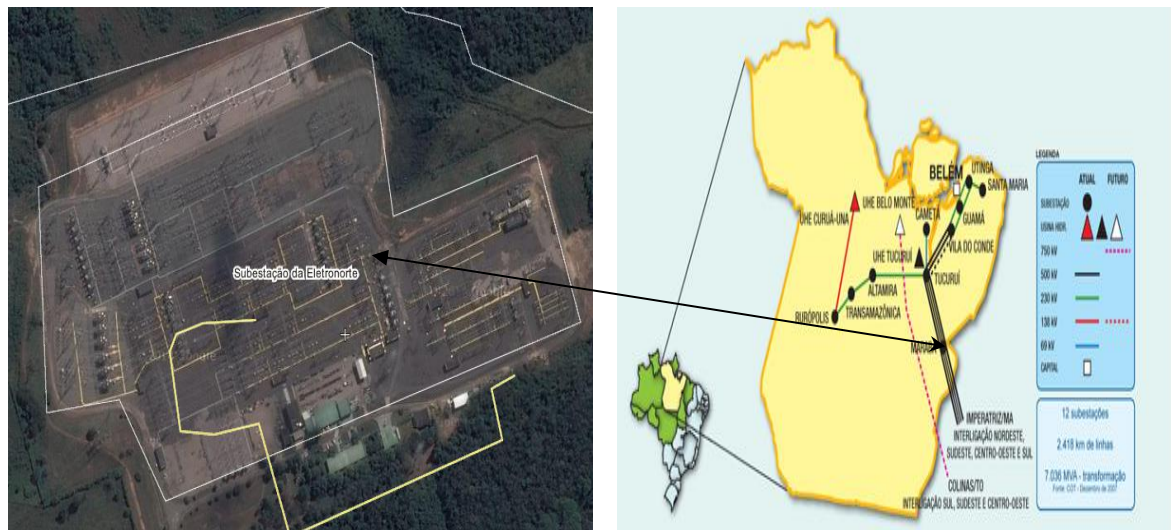


Fig.43. Subestação Marabá com a Linha de Transmissão Marabá – Imperatriz MA, selecionada como piloto do sistema elétrico para aplicação da metodologia desenvolvida

Os dados de descargas atmosféricas utilizados nesta investigação foram provenientes da Rede de Detecção de Descargas Atmosféricas – STARNET, sendo as informações fornecidas pelo SIPAM em função dos registros de dados das incidências de descarga atmosférica na linha e diretamente na SE VDC e MB. Foram pesquisados dados de descargas no período de Maio de 2005 a Setembro de 2013, em uma região retangular. Essa pesquisa para descargas enfatizou os seguintes dados:

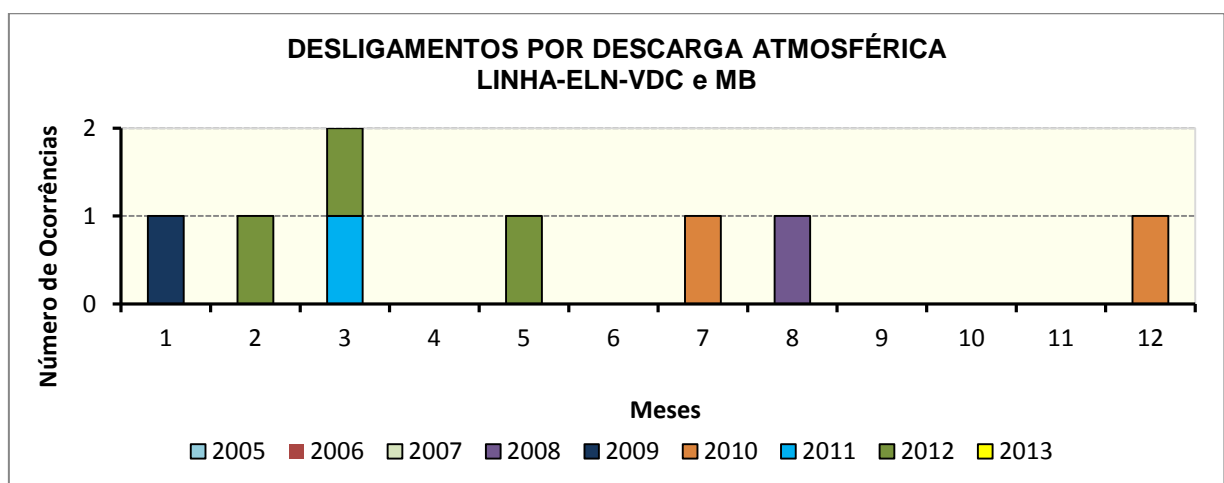
- (1) relativos ao instante de incidência (data e hora);
- (2) relativos à localização espacial (latitude e longitude);
- (3) relativos à precisão da localização (ângulo, semi-eixos maior e menor da elipse de erro representativa da região de ocorrência da descarga com probabilidade de 0,5);
- (4) relativos às características elétricas da forma de onda da descarga (pico estimado de corrente, tempo de subida da forma de onda, tempo do pico até zero da forma de onda e taxa de subida máxima da forma de onda).

7.2.2 - Análise dos Resultados Referentes aos Desligamentos

Baseado nas informações cedidas pelo centro de operação da Eletrobrás – Eletronorte, OEO – Superintendência de Engenharia de Operação de Sistema, foi feito um levantamento relacionado com o número de incidências de desligamentos ocorridos nos últimos nove anos (2005 a 2013) nas linhas de transmissão assim como diretamente na subestação de Vila do Conde (SE-VDC), conforme os gráficos 02 e 03.

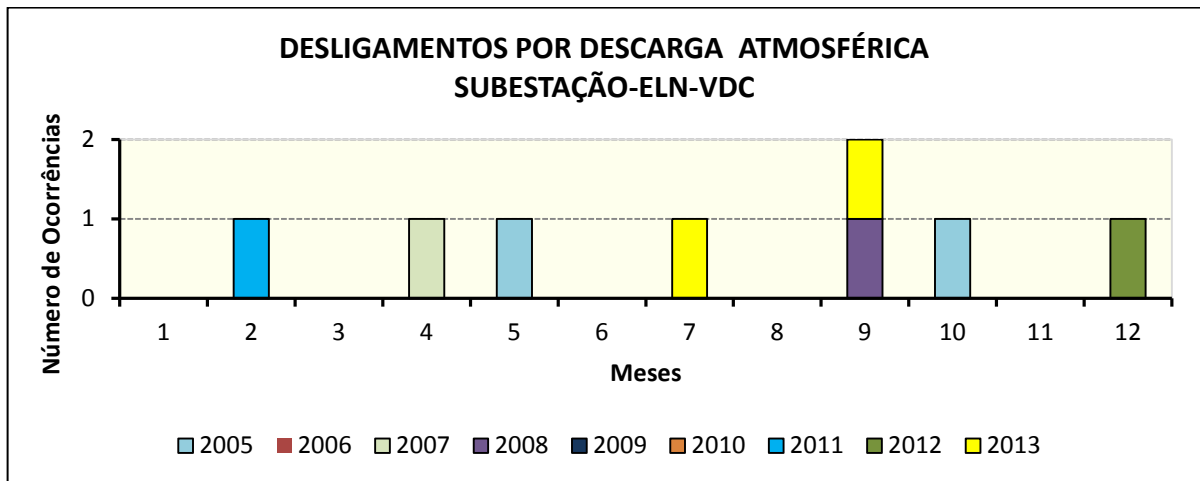
No gráfico 02 estão descritos o número de ocorrências no período de nove anos, durante os doze meses do ano. Analisando esse gráfico percebe-se que o mês onde ocorreu a maior incidência de descargas atmosféricas na linha de transmissão de VDC foi em Março (2011 e 2012), que para nossa região do estado do Pará corresponde ao período de chuvas.

Como consequência direta da queda de descargas atmosféricas que retiraram a linha de transmissão, está relacionado o fato da abertura de disjuntores do sistema de transmissão das subestações de Vila do Conde e Marabá – ELN – Eletrobrás, em função do alto potencial detectado pelos sistemas de proteção.



**Gráfico. 02. Desligamentos na Linha de Transmissão Produzidos
por Descarga Atmosférica. Fonte: Sistema Eletronorte-Eletrobrás**

O gráfico 03 demonstra a incidência das descargas atmosféricas diretamente na subestação de Vila do Conde e MB- ELN – Eletrobrás, sendo as mesmas num total de oito. O mês onde houve maior incidência foi em setembro (duas ocorrências), como consequência houve perda da supervisão e comunicação da SE VDC, devido a queima de vários componentes da UTR INEPAR.



**Gráfico. 03. Desligamentos na Subestação Produzidos por Descarga
Atmosférica. Fonte: Sistema Eletronorte-Eletróbrás**

A tabela 3 faz referência aos desligamentos ocorridos no período de 2005 a 2013 em consequência de descargas atmosféricas no pátio da subestação de Vila do Conde e Marabá, referente ao disjuntor VCDJ7-08 e a linha de transmissão de 230 KV VDC-CASTANHAL demonstrando de forma objetiva a relação e efeitos com datas, horários, local e sistema meteorológico referente.

TABELA 4 - OCORRENCIAS DE DESLIGAMENTOS OCOSIONADOS POR DESCARGAS ATMOSFERICAS							
LONG =43o 39'21"W LAT= 3° 49'22"S (MARABA)				LONG = -5.201175 LAT= -5.201175 (VILA DO CONDE)			
DATA	HORA	LOCAL	SISTEMA METEOROLÓGICO	DATA	HORA	LOCAL	SISTEMA METEOROLÓGICO
25/01/2005	11:02	Linha de transmissão	Sistema Convectivo de Mesoescala	08/05/2005	14:11	Subestação	Linha de instabilidade Embutida na ZCIT
22/04/2005	17:57	Linha de transmissão	SCM + ZCIT	06/10/2005	16:06	Subestação	Tempestade Isolada (escala Local)
18/09/2006	23:18	Linha de transmissão	SCM + CAT	08/04/2007	13:41	Subestação	Linha de instabilidade Embutida na ZCIT
02/10/2008	00:59	Linha de transmissão	SCM + CAT	07/09/2008	18:55	Subestação	Linha de instabilidade
13/04/2009	02:35	Linha de transmissão	ZCIT + VCAN	04/10/2008	20:24	Linha de transmissão	Linha de instabilidade
13/06/2009	15:03	Linha de transmissão	NCI	02/01/2009	16:39	Linha de transmissão	Linha de instabilidade
20/08/2010	12:07	Linha de transmissão	CTB	21/07/2010	15:52	Linha de transmissão	Linha de instabilidade
11/07/2013	09:26	Linha de transmissão	Linha de instabilidade embutida na ZCIT	03/12/2010	18:21	Linha de transmissão	Linha de instabilidade
				11/02/2011	18:24	Subestação	Linha de instabilidade embutida na ZCIT
				24/03/2011	15:24	Linha de transmissão	Linha de instabilidade embutida na ZCIT
				14/02/2012	19:23	Linha de transmissão	Interação ZCIT+VCAN+sistema frontal
				25/03/2012	15:49	Linha de transmissão	Linha de instabilidade embutida na ZCIT
				14/05/2012	14:06	Linha de transmissão	Tempestade isolada (escala local)
				20/12/2012	16:03	Subestação	Linha de instabilidade (cavado na alta troposfera)
				10/07/2013	20:16	Subestação	Linha de instabilidade (índice de DOL – necessita investigar melhor)
				06/09/2013	15:41	Subestação	Linha de instabilidade

No dia 03.12.10 ocorreu o desligamento da linha de transmissão VDC/Castanhal devido à incidência de descargas atmosféricas, conforme podemos observar a figura 44 através dos registros de dados da STARNET (SFERICS TIMING AND RANGING NETWORK) e com base no sistema meteorológico do SIPAM.

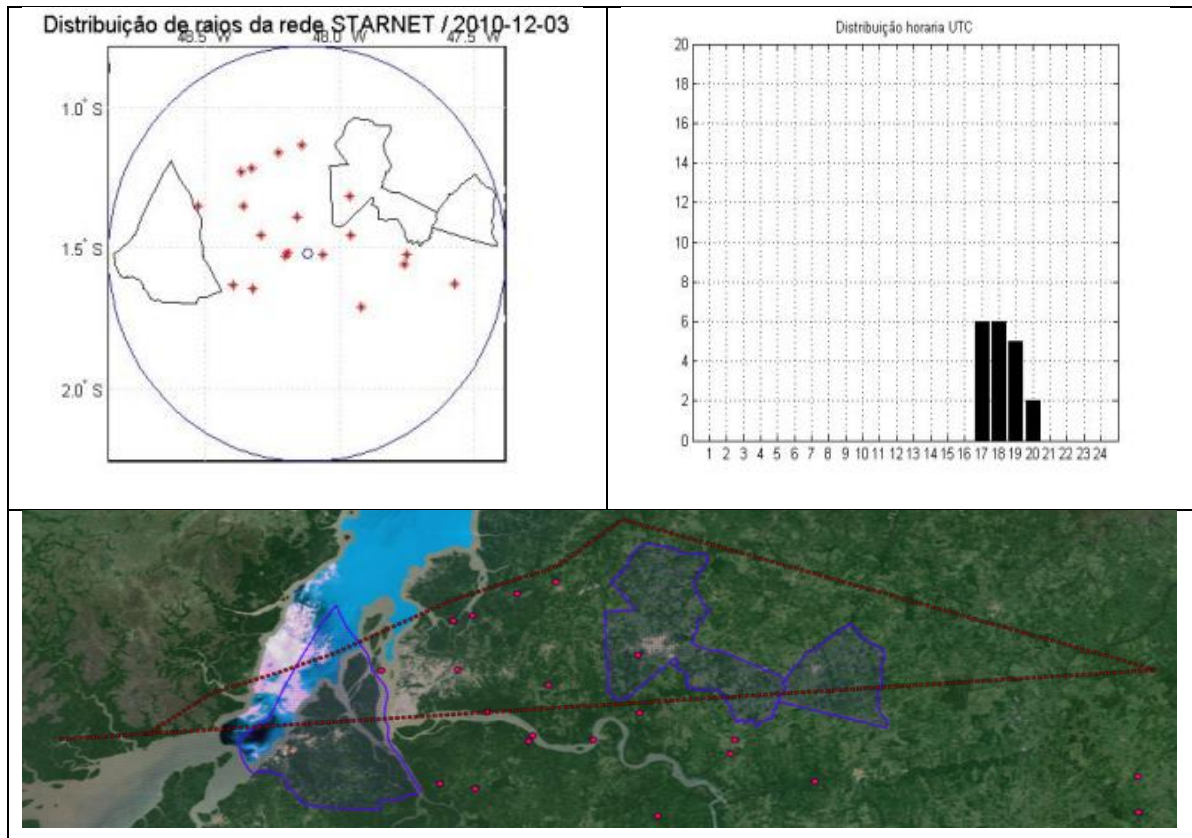


Fig.44. Dados de Raios em 03.12.10. Fonte: STARNET

Na figura 45, referente à 24.03.11 é possível observar uma grande incidência de descargas atmosféricas produzidas através da presença de uma Zona de Convergência Intertropical ocasionando o desligamento da linha VDC/Castanhal.

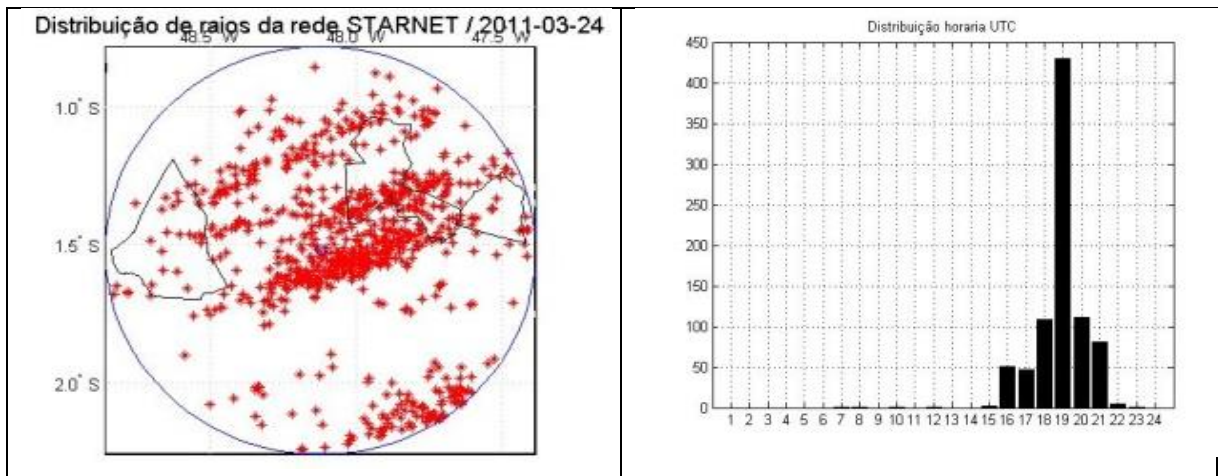




Fig.45. Dados de Raios em 24.03.11. Fonte: STARNET

A detecção de inúmeras descargas atmosféricas em 14.02.12 identificadas pelo sistema meteorológico como sendo resultado das interações da Zona de Convergência com Vórtice ciclônico de altos níveis foi capaz de provocar nova incidência de desligamento na linha de transmissão, conforme a figura 46.

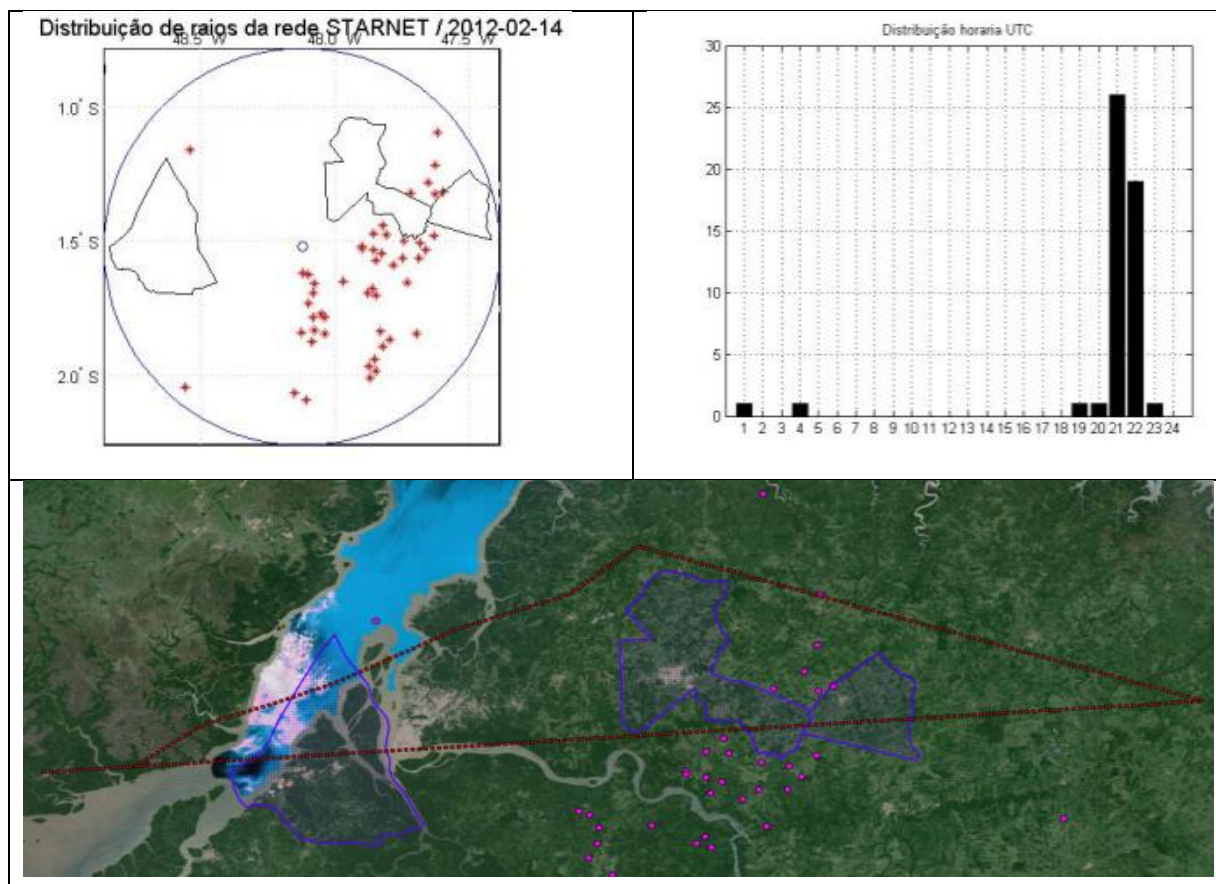


Fig.46. Dados de Raios em 14.02.12. Fonte: STARNET

O desligamento da linha em 25.03.12 ocorreu em virtude da presença de uma linha de instabilidade presente na zona de convergência intertropical conforme a figura 47.

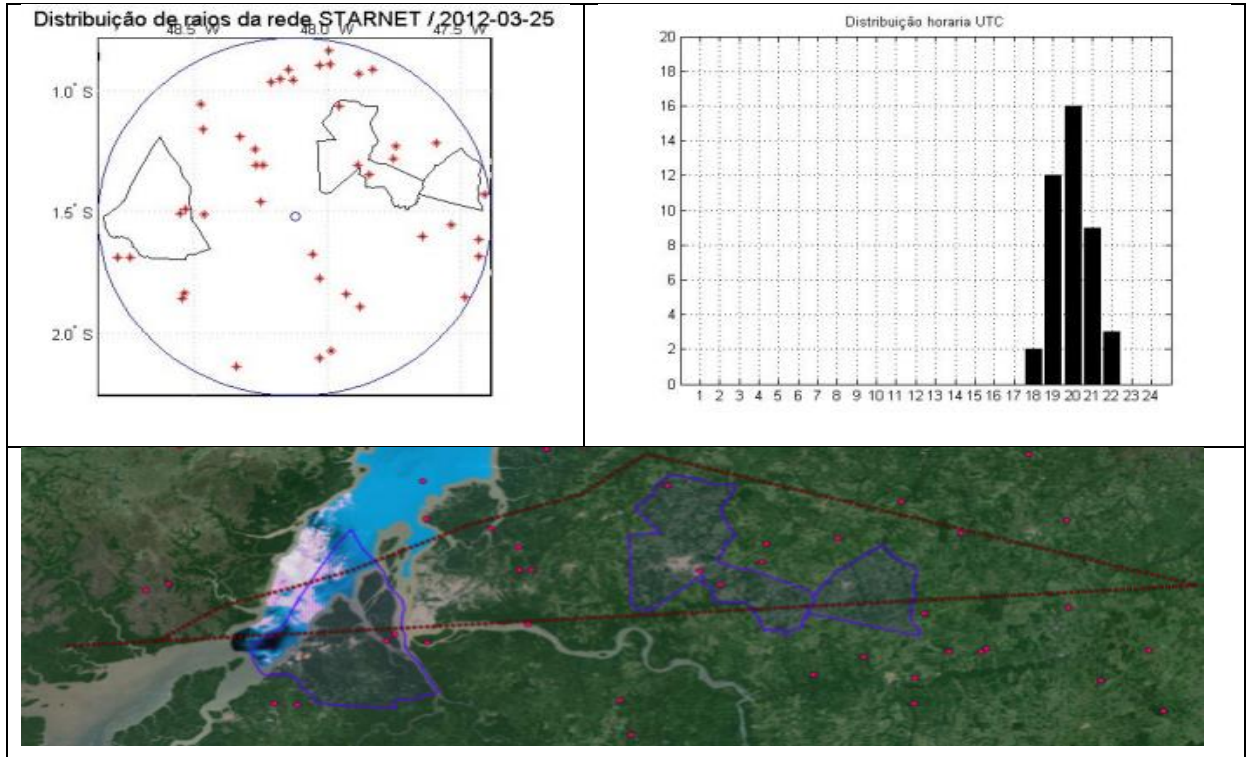


Fig.47. Dados de Raios em 25.03.12. Fonte: STARNET

O último registro detectado em 14.05.12 referente à incidência de descarga atmosférica na linha foi devido a presença de tempestade local isolada onde se percebe na figura 48 uma incidência de raios considerável.

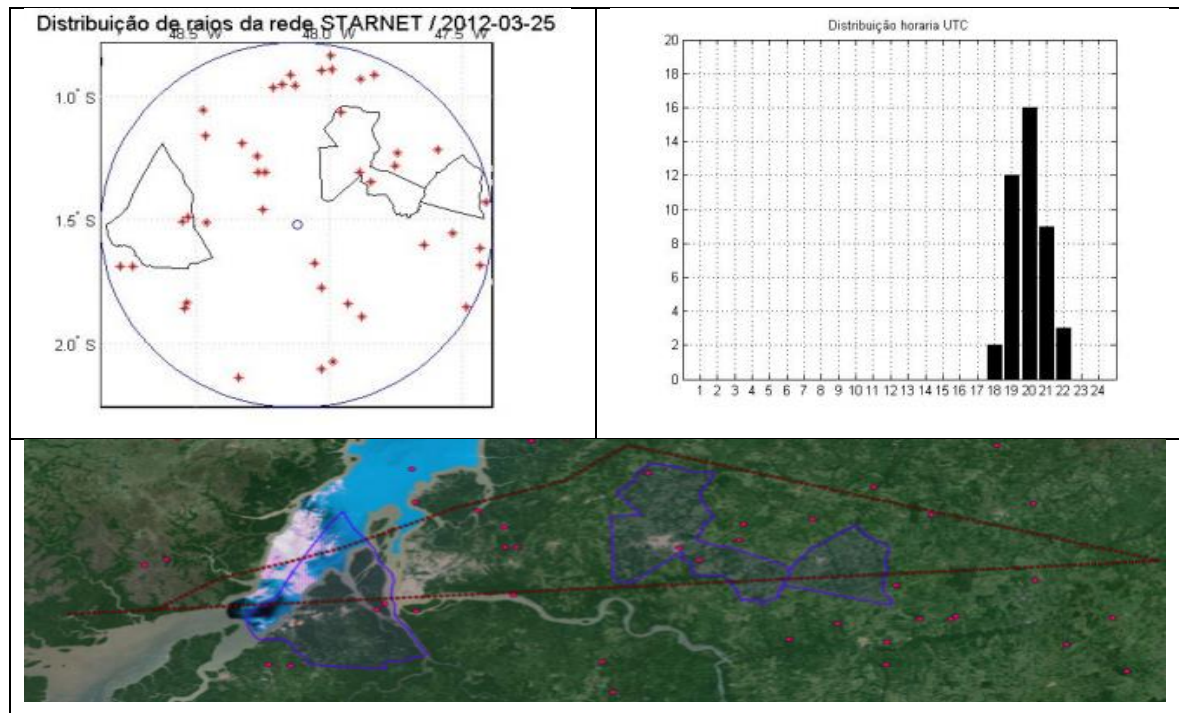


Fig.48. Dados de Raios em 14.05.12. Fonte: STARNET

Em relação à incidência de descarga atmosférica e efeitos diretamente nos equipamentos da subestação, foram verificados nas figuras 49,50 e 51 a presença de linhas de instabilidade em ambas os casos, conforme mostrado abaixo:

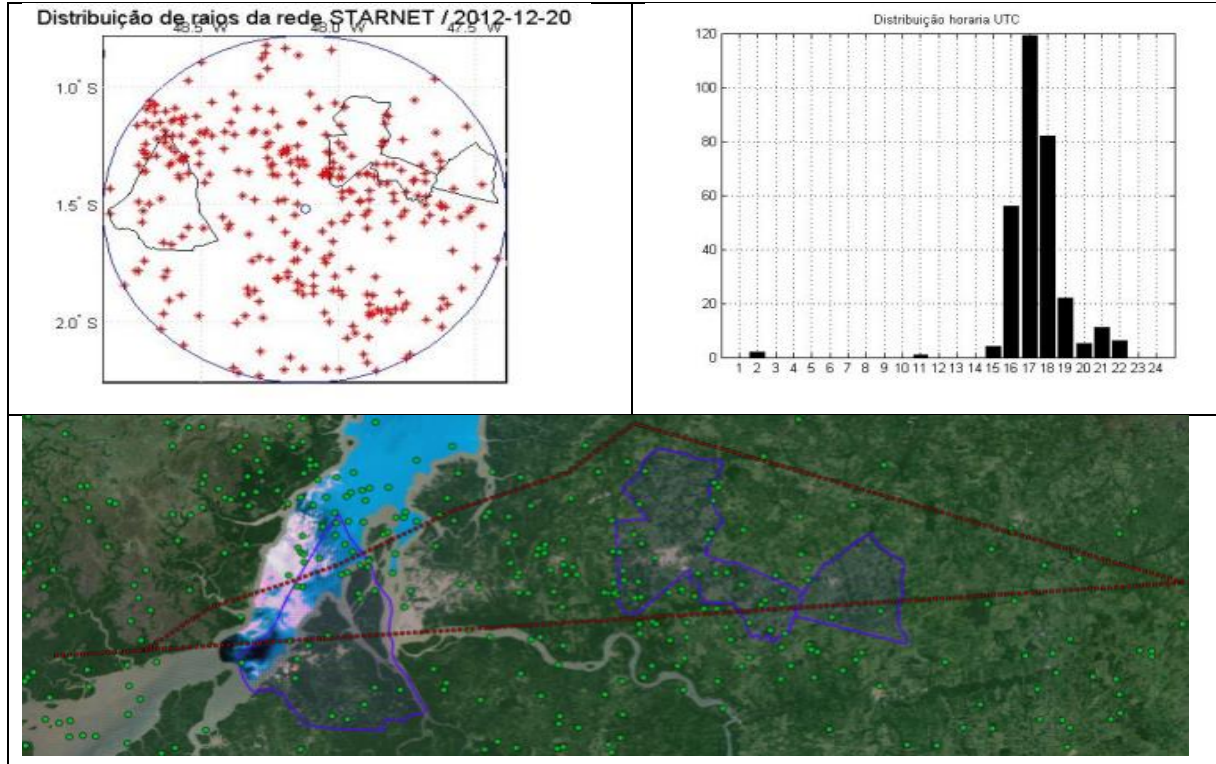


Fig.49. Dados de Raios em 20.12.12. Fonte: STARNET

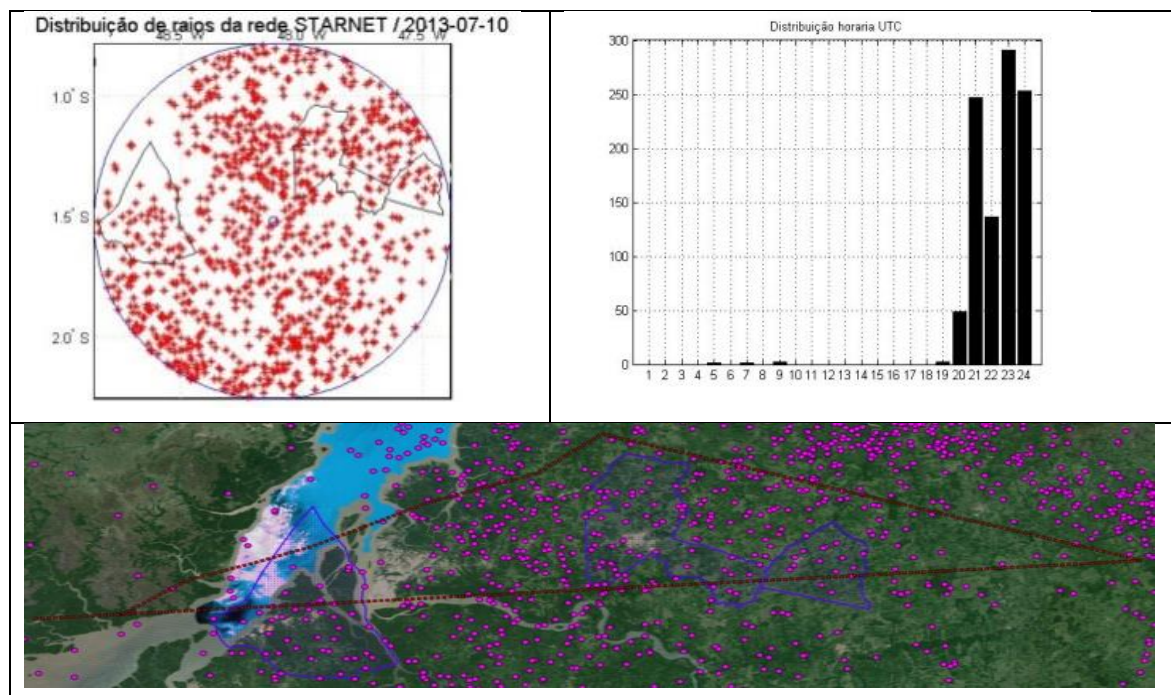


Fig.50. Dados de Raios em 10.07.13. Fonte: STARNET

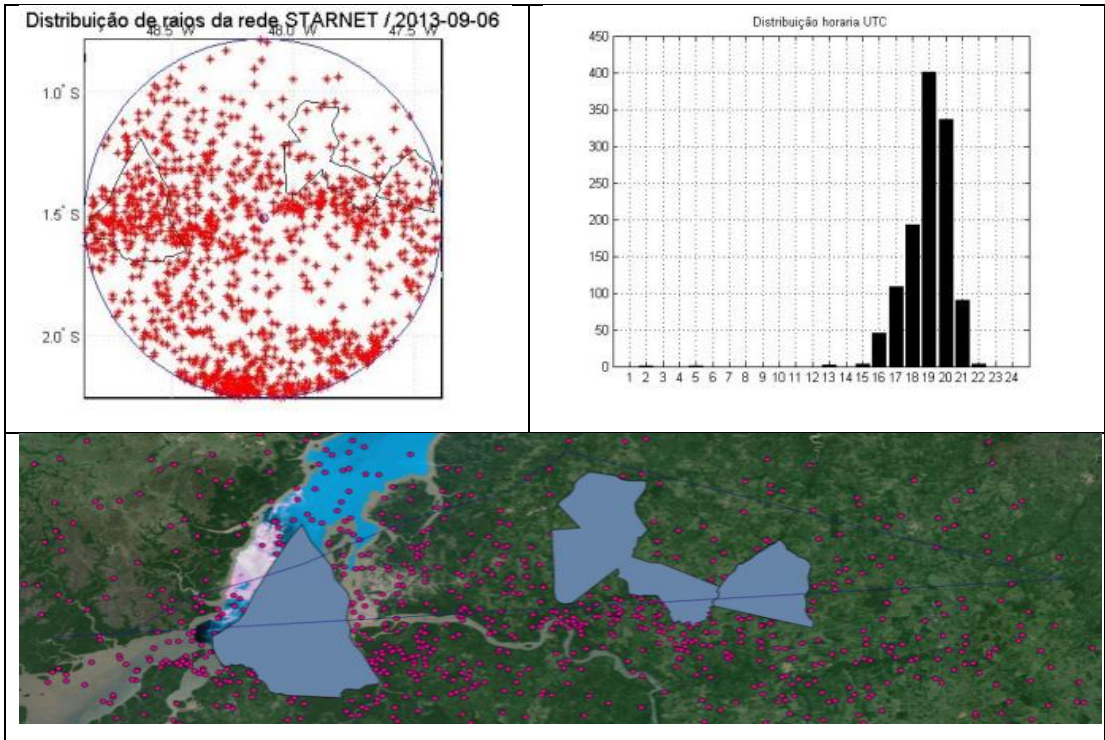


Fig.51. Dados de Raios em 06.09.13. Fonte: STARNET

Em relação à incidência de descarga atmosférica e efeitos diretamente na linha de transmissão, foi verificado na figura 52 a presença de linhas de instabilidade, conforme mostrado abaixo:

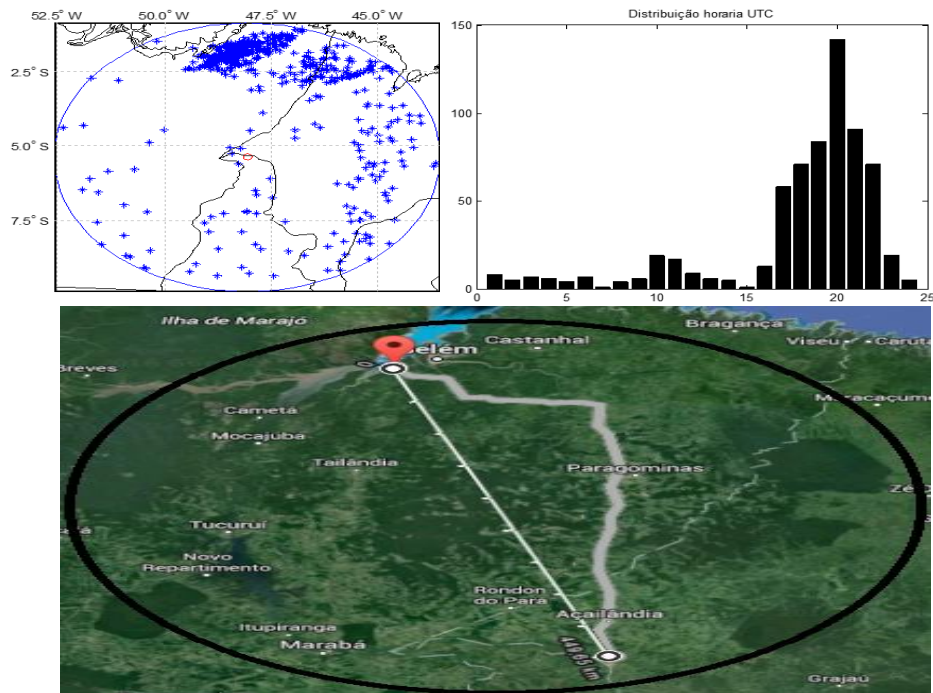


Fig.52. Dados de Raios em 06.09.13. Fonte: STARNET

7.2.3- Efeitos dos Desligamentos nos Índices de Desempenho

A qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores industriais comerciais e residenciais são especificadas por índices de qualidade, tais como: DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de horas, e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em números de interrupção e centésimos do número de interrupção.

Os indicadores, além de refletirem os níveis de qualidade, possibilitam a imposição de limites aceitáveis de interrupção de fornecimento. Esses índices são ainda utilizados pelas concessionárias de energia elétrica como valores de referência para os processos de decisão nas etapas de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção do sistema elétrico de distribuição.

Em um contexto nacional, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) tem o papel de estabelecer a qualidade da energia, regulamentando os padrões, garantindo o atendimento aos mesmos, estimulando melhorias, zelar direta e indiretamente pela observância da legislação, punir quando necessário e também definir os indicadores para acompanhamento do desempenho das concessionárias. Cabe também ao órgão regulador estabelecer metas de melhoria de continuidade mediante contratos e/ou negociação com as concessionárias.

As descargas atmosféricas causam interrupções ou oscilações no fornecimento de energia elétrica, que se pressupõe deva ser contínuo e dentro de padrões pré-estabelecidos.

Tomando por base as informações cedidas pela ANEEL referentes ao período de 2005 a 2013 podemos observar na tabela 4 e nos gráficos 04 e 05, informações concernentes aos valores do DEC e FEC da distribuidora local de energia elétrica, onde estão incluídos os desligamentos provenientes por descargas atmosféricas no sistema elétrico da referida região em estudo.

Tabela 5- Índices de Continuidade (DEC e FEC). Fonte: ANEEL

Índices de Continuidade									
CELPA									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
DEC APURADO	34,43	41,85	56,92	76,93	83,43	101,86	99,55	102,00	73,29
DEC LIMITE	34,65	32,97	31,69	32,14	30,58	29,74	28,48	37,87	36,43
FEC APURADO	32,54	35,11	45,66	50,22	48,40	53,02	53,04	51,01	37,93
FEC LIMITE	36,01	33,83	32,14	32,49	30,82	29,90	28,62	38,65	36,56
Nº DE CONSUMIDORES	1.241.123	1.285.440	1.361.195	1.446.776	1.535.208	1.711.413	1.770.542	1.871.349	1.973.814

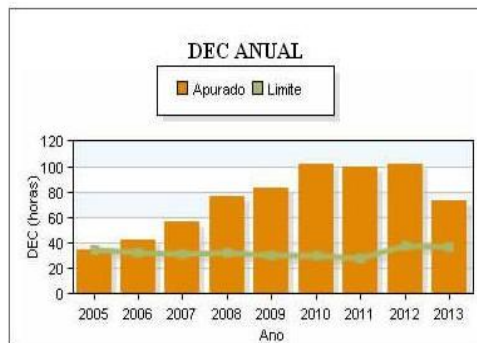


Gráfico. 04. DEC Anual. Fonte: ANEEL

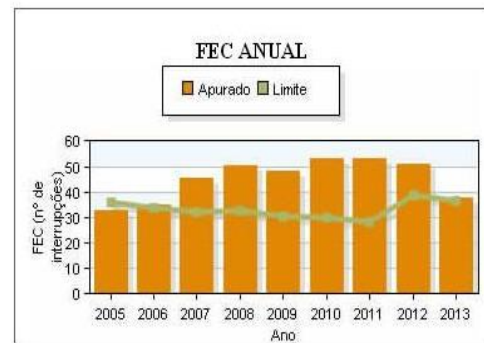


Gráfico. 05. FEC Anual. Fonte: ANEEL

Na tabela 5 percebe-se claramente um aumento gradativo nos valores do DEC APURADO em relação ao DEC LIMITE, ficando bastante claro através do gráfico 04 que houve um acréscimo considerável no período de 2005 a 2013, sendo bastante acentuado de 2008 a 2012, isso nos leva a concluir que em virtude deste fato, em se tratando de desligamentos diretamente ocasionados pela concessionária de transmissão, os valores a serem pagos impactam diretamente no orçamento financeiro de capital da mesma, em virtude das normas impostas pelo órgão fiscalizador, em contrapartida se a responsabilidade for da distribuidora, a mesma também sofrerá multas nesse sentido, porém de maneira diferenciada em virtude das regras e normas específicas.

No gráfico 05 e na tabela 5, também é possível perceber as frequências de interrupções no fornecimento de energia elétrica aos consumidores industriais, comerciais e residenciais, que são especificadas por índices de qualidade FEC APURADO E FEC LIMITE.

É possível observar que no período de 2005 ocorreu um equilíbrio considerável entre os dois índices citados, pois o valor apurado ficou abaixo do índice limite, porém nos outros anos que se sucederam (2006 a 2013), ocorreu um acréscimo do FEC APURADO acima do esperado FEC LIMITE, sendo os valores registrados mais críticos nos anos de 2010 e 2011.

Em relação ao número de consumidores afetados pelos desligamentos, é possível observar na tabela 4 um crescimento gradual nos valores que é facilmente justificado em função do fato de que a cada ano que se passa ocorre uma expansão e aumento do consumo da

energia elétrica em função de projetos do governo visando proporcionar as condições de atender a população nesse aspecto, como exemplo podemos citar o “Programa Luz para Todos”. O programa foi criado pela ex-ministra de Minas e Energia Dilma Rousseff e coordenado nacionalmente por Aurélio Pavão de Farias.

Ao contrário do programa Luz no Campo lançado em 2000, que cobrava taxa de instalação para levar a luz até as propriedades rurais, no Luz Para Todos o Governo, por meio de um programa sustentado, assume o grosso das despesas e o incorpora na conta de desenvolvimento econômico, não ocorrendo assim a cobrança adicional de instalação ao usuário. Além disso no Luz Para Todos, além de gratuito, o beneficiado recebe a luz até o interior de casa inclusive com 3 pontos de luz.

O PLPT foi lançado em novembro de 2003 com o desafio de acabar com a exclusão elétrica no país. A meta era levar energia elétrica para mais de 10 milhões de pessoas do meio rural até o ano de 2008, tendo sido atingida em maio de 2009 e em agosto de 2013 já soma-se mais de 3 milhões de famílias, em todos os Estados do Brasil, ultrapassando as metas iniciais, beneficiando cerca de 14,9 milhões de brasileiros, moradores da zona rural.

O programa só tem problemas na região norte, em que cerca de 2,8% dos domicílios não tem energia elétrica e a complexa geografia da Floresta Amazônica impede a rede de ser instalada em pontos remotos dos estados do Amazonas e do Pará.

Os indicadores, além de refletirem os níveis de qualidade, possibilitam a imposição de limites aceitáveis de interrupção de fornecimento. Esses índices são ainda utilizados pelas concessionárias de energia elétrica como valores de referência para os processos de decisão nas etapas de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção do sistema elétrico de distribuição.

O órgão fiscalizador (ANEEL) estabelece que para cada elemento do circuito pertencente ao sistema elétrico da subestação de Vila do Conde fora de condição operacional por situação causada por desligamento não programado (intempestivo), a responsável pela geração ou transmissão deverá restabelecer e recompor o sistema através da normalização do elemento afetado o mais breve possível, sendo atribuídas cobranças a título de penalidade de acordo com a importância e o tempo de permanência do elemento se manter inoperante.

A tabela 5 faz referência aos elementos do circuito da subestação VDC, assim como aos valores correspondentes a cada um deles em função do tempo o qual o mesmo permanecer na condição fora de operação, está cobrança é denominada de Parcela Variável (PV), a qual afeta diretamente o sistema financeiro da empresa, impactando de forma negativa nas metas de desenvolvimento e lucro da empresa.

Tabela 6 – Pagamento PV. Fonte Sistema Eletronorte Eletrobrás

FUNÇÃO	Pag. Base Mensal	01 min. Kp (índice programado) 30 dias	01 min. Ko (índice não programado)30 dias	01 min. Kp 31 dias	01 min. Ko 31 dias
VCAT7-01	R\$ 121.647,32	R\$ 28,16	R\$ 422,39	R\$ 27,25	R\$ 408,76
VCAT7-02	R\$ 121.647,32	R\$ 28,16	R\$ 422,39	R\$ 27,25	R\$ 408,76
VCAT7-03	R\$ 121.647,32	R\$ 28,16	R\$ 422,39	R\$ 27,25	R\$ 408,76
VCAT7-04	R\$ 121.647,32	R\$ 28,16	R\$ 422,39	VCAT7-04	R\$ 121.647,32
VCBC6-01	R\$ 20.127,71	R\$ 2,33	R\$ 46,59	R\$ 2,25	R\$ 45,09
VCBC6-02	R\$ 20.127,71	R\$ 2,33	R\$ 46,59	R\$ 2,25	R\$ 45,09
VCBC6-03	R\$ 20.127,71	R\$ 2,33	R\$ 46,59	R\$ 2,25	R\$ 45,09
VCBC6-04	R\$ 20.127,71	R\$ 2,33	R\$ 46,59	R\$ 2,25	R\$ 45,09
VCCS2-01	R\$ 103.060,04	R\$ 5,96	R\$ 119,28	R\$ 5,77	R\$ 115,43
VCCS2-02	R\$ 103.060,04	R\$ 5,96	R\$ 119,28	R\$ 5,77	R\$ 115,43
VCGM-LT6-01	R\$ 54.406,81	R\$ 12,59	R\$ 188,91	R\$ 12,19	R\$ 182,82
VCGM-LT6-02	R\$ 54.406,81	R\$ 12,59	R\$ 188,91	R\$ 12,19	R\$ 182,82
VCSR-LT6-01	R\$ 54.406,81	R\$ 12,59	R\$ 188,91	R\$ 12,19	R\$ 182,82
VCMG0-01	R\$ 222.376,26	R\$ 5,15	R\$ 5,15	R\$ 4,98	R\$ 4,98
VCRE7-04	R\$ 35.343,28	R\$ 8,18	R\$ 122,72	R\$ 7,92	R\$ 118,76
VCRE7-01	R\$ 12.587,78	R\$ 2,91	R\$ 43,71	R\$ 2,82	R\$ 42,30
VCTF6-03	R\$ 15.633,88	R\$ 3,62	R\$ 54,28	R\$ 3,50	R\$ 52,53
VCTF6-04	R\$ 15.633,88	R\$ 3,62	R\$ 54,28	R\$ 3,50	R\$ 52,53
VCTF6-05	R\$ 18.302,35	R\$ 4,24	R\$ 63,55	R\$ 4,10	R\$ 61,50
VCTF6-06	R\$ 18.302,35	R\$ 4,24	R\$ 63,55	R\$ 4,10	R\$ 61,50
VCAT7-02	R\$ 121.647,32	R\$ 28,16	R\$ 422,39	R\$ 27,25	R\$ 408,76
VCAT7-03	R\$ 121.647,32	R\$ 28,16	R\$ 422,39	R\$ 27,25	R\$ 408,76

O cálculo da PV pode ser calculado pelas fórmulas abaixo, onde a primeira leva em consideração o tempo em minutos e a segunda o tempo em horas:

$$PV = \frac{PB}{1440D} K.T \quad (\text{tempo em minutos}) \quad PV = \frac{PB}{24D} K.T \quad (\text{tempo em horas})$$

Onde:

PV - Parcela variável;

PB - Pagamento Base;

D - Número de dias do mês da apuração;

T - Tempo (em hora ou minuto)

K - Pode ser *KP* ou *KO*

KP - Fator multiplicador para Desligamento Programado;

KO - Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos.

Nesta fórmula, este fator multiplicador será reduzido para *Kp* após os 300 minutos.

Os critérios de classificação dos desligamentos para aplicação da PV são os seguintes:

DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS: $K_p = 10$

- Intervenções Programadas;
- Intervenções programada de Urgência (IPU), solicitadas com tempo ≥ 24 h e < 48 h, desde que acordado horário com o ONS;
- Atrasos nos Desligamentos Programados (Multiplica por 1,5).

OUTROS DESLIGAMENTOS: $K_o = 150$

- Desligamentos Automáticos;
- Desligamentos de Emergência;
- Intervenções de Urgência (IU), solicitadas com antecedência inferior a 24 h, ou tempo ≥ 24 h e < 48 h, e não acordado horário com o ONS ($K_o = 50$)

Na tabela 6 temos os tempos gastos para restabelecimento da linha de 230 KV VDC-CASTANHAL, assim como em relação ao do disjuntor VCDJ7-08 na SE VDC.

**Tabela 7-Desligamentos de 01/01/2005 a 17/12/2013
(SE VDC-ELN) – Linha de Transmissão PV**

Data	Hora	Local	Tempo de normalização	Valores de PV
08/05/2005	14:11	Subestação	00:01	Disjuntor VCDJ7-08 sem PV
06/10/2005	16:06	Subestação	00:01	Disjuntor VCDJ7-08 sem PV

08/04/2007	13:41	Subestação	00:03	Disjuntor VCDJ7-08 sem PV
07/09/2008	18:55	Subestação	00:02	Disjuntor VCDJ7-08 sem PV
04/10/2008	20:24	Linha de transmissão	00:01	R\$188,91
02/01/2009	16:39	Linha de transmissão	00:01	R\$188,91
21/07/2010	15:52	Linha de transmissão	00:01	R\$188,91
03/12/2010	18:21	Linha de transmissão	00:05	R\$944,56
11/02/2011	18:24	Subestação	00:01	Disjuntor VCDJ7-08 sem PV
24/03/2011	15:24	Linha de transmissão	00:01	R\$188,91
14/02/2012	19:23	Linha de transmissão	00:01	R\$188,91
25/03/2012	15:49	Linha de transmissão	00:01	R\$188,91
14/05/2012	14:06	Linha de transmissão	00:01	R\$188,91
20/12/2012	16:03	Subestação	00:05	Disjuntor VCDJ7-08 sem PV
10/07/2013	20:16	Subestação	00:01	Disjuntor VCDJ7-08 sem PV
06/09/2013	15:41	Subestação	00:03	Disjuntor VCDJ7-08 sem PV

A tabela 7 demonstra claramente o impacto financeiro acarretado por um desligamento intempestivo provocado por incidência de descargas atmosféricas tendo como exemplo os ocorridos na linha de 230 KV VDC-CASTANHAL, evidentemente que quanto mais tempo levar para recompor o sistema da mesma, maior serão os reflexos negativos em relação a receita financeira da empresa.

Em relação ao desligamento do disjuntor VCDJ7-08 na subestação VDC, pode-se ressaltar que não é feita a aplicação de PV em função do mesmo não interferir diretamente e consideravelmente no sistema de carga transmitida.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÃO

Este trabalho consistiu na análise de ocorrências de Descargas Atmosféricas (DA) na subestação de Vila do Conde- PA (Sistema Eletrobrás-Eletronorte), na linha de transmissão 230 KV VDC/Castanhal e em relação ao disjuntor de 500 KV VCDJ7-08. Os resultados encontrados nos permitiram chegar às conclusões descritas na sequência.

Foi possível fazer uma avaliação qualitativa de ocorrências de DA na subestação VDC, durante os anos de 2005 a 2013. O ano de 2012 foi o que mais apresentou desligamentos da linha VDC/Castanhal 230 KV, num total de três, sendo que o mês em que houver maior incidência durante os anos foi em Março, com dois desligamentos ocorridos respectivamente em 2011 e 2012.

Os desligamentos referentes ao disjuntor VCDJ7-08 de 500 KV em função da incidência de DA foi maior no ano de 2013, num total de dois, em relação ao mês de maior frequência de desligamento relativo ao período de 2005 a 2013, verificou-se que foi no mês de setembro, num total de dois, sendo um ocorrido em 2008 e o último em 2013.

É importante salientar que eventos ocorridos no passado em sistemas de energia elétrica não causavam tantos efeitos como atualmente, pois, hoje os desligamentos resultam em danos aos equipamentos e máquinas que envolvem mais eletrônica, portanto são mais sensíveis. As descargas atmosféricas geram um enorme prejuízo financeiro para as distribuidoras de energia elétrica, pois causam danos aos equipamentos ao longo de todo o alimentador (circuito) e também para os equipamentos elétricos dos consumidores.

Faz-se necessário um planejamento a curto, médio e longo prazo de manutenção preventiva para minimizar os impactos causados pelas descargas atmosféricas. O arranjo físico da subestação pode ser determinante na propagação dos surtos até os equipamentos a serem protegidos de modo a evitar com que os níveis de sinais sofram variações abruptas.

A importância de um sistema de subestação com malha de aterramento confiável e para-raios é essencial para minimizar os efeitos nocivos de uma descarga elétrica. É necessário ressaltar que, para que se tenha um efetivo sistema de proteção contra surtos provocados por descargas atmosféricas, é recomendável que se faça um sistema de proteção integrado, envolvendo todas as técnicas citadas neste trabalho.

Conclui-se que ainda não foi conseguida uma proteção completa ou totalmente efetiva para as descargas atmosféricas. Apesar de toda tecnologia empregada nos sistemas ainda não se conseguiu cem por cento de eficiência, o que deve fazer com que não nos descuidemos, de forma alguma, nos precavendo com certos cuidados numa tempestade com descargas atmosféricas.

A devida atenção deve ser considerada quanto aos efeitos de descargas atmosféricas em subestação em virtude dos transtornos produzidos pelos transitórios decorrentes da ação direta e indireta de descargas.

As constantes interrupções acidentais no fornecimento de energia elétrica aos consumidores incidem em um custo na imagem da organização, pois geram uma expectativa em torno do que a organização tem como estratégia para minimizar os impactos causados pelas descargas atmosféricas.

Sabendo que as descargas atmosféricas geram um enorme prejuízo financeiro para as distribuidoras de energia elétrica, pois causam danos nos equipamentos ao longo de todo o alimentador (circuito) e danificam os equipamentos elétricos dos consumidores, faz-se necessário um planejamento, a curto, médio e longo prazo, de manutenção preventiva, para minimizar os impactos causados por estas descargas. Desta maneira, otimizam-se os resultados, e, conseqüentemente, melhoram-se continuamente os índices de confiabilidade do sistema.

Com a experiência e resultados obtidos neste trabalho, citam-se abaixo alguns tópicos que poderão ser objeto de continuidade:

1. Investigar Descargas Elétricas Atmosféricas com resolução temporal maior.
2. Análise de demais efeitos indiretos das descargas atmosféricas sobre o sistema elétrico nacional.
3. Realizar um estudo apurado sobre a climatologia de cada região brasileira, caracterizando e destacando particularidades relacionadas a incidência de DA.
4. Investigar o desempenho dos sensores de Descargas Elétricas Atmosféricas quanto a sua eficiência e confiabilidade.

REFERÊNCIAS

- [1] UMAN, M.A. **Lightning**, Livro, Editora McGraw-Hill Book Company, 1984.
- [2] AJUZ, ARY D. **Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – aplicação em sistemas de potência de alta tensão-** EDUFF – 1987.
- [3] VISACRO, Silvério; **Descargas Atmosféricas: Uma Abordagem de Engenharia**, Editora Líber, 2005.
- [4] MUNIZ, R. N.; ROCHA, BRIGIDA R. P.; MACEDO, VALQUIRIA G. **Análise da Eficiência da RDR-SIPAM para Modelagem de uma Rede de Detecção de Raios para Amazônia**, CMC Nordeste 2012.
- [5] GAUDA, A. M.; KANOUN, S. H. and SALAMA, M. M. A. **On-line disturbance classification using nearest neighbor rule**, *Electric Power Research*, No. 57, pp. 1-8, 2001.
- [6] FONTE DE INFORMAÇÕES DE DADOS (OEO - Superintendência de Engenharia de Operação de Sistema-SISTEMA ELETROBRAS- ELTRONORTE E SIPAM- Sistema de Proteção da Amazônia). Belém, 2014
- [7] DUGAN, R. C., MCGRANAGHAN, M. F. and WAYNE BEATY, H. **Electrical Power Systems Quality**, MCGRAW-HILL, 1996.
- [8] GAUDA, A. M.; SALAMA, M. M. A.; SULTAN, M. R. & CHIKHANI, A.Y. **Power quality detection and classification using wavelet multiresolution signal decomposition**, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 14, No.4, Oct, 1999.
- [9] ROMERO, Fabio. **Avaliação do Comportamento dos Campos Eletromagnéticos Gerados por Descargas Atmosféricas Nuvem-Terra**, (Dissertação de Mestrado), Universidade de São Paulo, 2007.
- [10] ABDEL-GALIL, T. K.; EL-SAADANY, E. F. and SALAMA, M. M. A. **Power quality event detection using Adaline**. *Electric Power Systems Research*, vol. 64, 137-144, 2003.
- [11] ANGRISANI, L.; DAPONTE, P.; APUZZO, M. D. and TESTA, A. **A measurement method based on the wavelet transform for power quality analysis**, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol.13, No.4, Oct, 1998.
- [12] ARRUDA, E. F., DELMONT, O. F., COURY, D. V., CARNEIRO, A. A. F. M. **Um Estudo das Famílias Waveltes Aplicadas à Qualidade da Energia Elétrica**. Congresso Brasileiro de Automática – CBA2002, Natal/RN, 6p, 2002.

- [13] COURRY, D. V., SANTOS, C. J. and TAVARES, M. C. **Transient Analysis resulting from Shunt Capacitor Switching in an Actual Electrical Distribution System**, *The 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Athens, Greece, 14-16 October 1998.
- [14] JÚNIOR, Amilton S. J. **Modelagem de Linhas de Transmissão para Avaliação de Desempenho frente a Descargas Atmosféricas** – Tese de Doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais – 2001.
- [15] DE MELLO, F. P. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2ª Edição. Volume 7. Rio Grande do Sul: UFSM, 1983.
- [16] RAMÍREZ, Carlos. **Subestaciones de Alta y Extra alta tensión**. 2ª Edición. Medellín: 1991.
- [17] MASON, C. Russell. **The Art and Science of Protective Relaying**. General Electric and Company, 1958.
- [18] ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.
- [19] Westinghouse Electric Corporation **Applied Protective Relaying**, Westinghouse Relay Department, 1976.
- [20] ANDRADE, Maria E. P. **Custos de Interrupção do Fornecimento** – COPEL – Cia. Paranaense de Energia, 1991.
- [21] OLIVEIRA, A. L. P.; GABINO, M. L. C.; SILVA, A. M.; COSTA, A. L. M. **Análise do Desempenho da Proteção Numérica de Linhas de Transmissão através de Simulação Digital em Tempo Real**. VII STPC – Seminário Técnico de Proteção e Controle. Rio de Janeiro/Brasil, 2003.
- [22] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 2.5 – Requisitos Mínimos dos Sistemas de Proteção, Supervisão/Controle e de Telecomunicações** – Rev. 1, Procedimentos de Rede do ONS. Rio de Janeiro – RJ – Brasil, 2002.
- [23] PEREIRA, Jorge L.M; ROCHA, Brígida R. P.; LOPES, Márcio N. G., SANTOS, Luciano S. **Effects of Atmospheric Discharge in Vila do Conde Substation**- Artigo Ground, Manaus, Maio 2014.
- ANEEL, 1997; Contratos de Concessão de Distribuição.
- ANEEL, 1998; Resolução nº 318, de 6 de Outubro de 1998.
- ANEEL, 2000; Resolução nº 024, de 27 de Janeiro de 2000.