



UNIVERSIDADE POLITÉCNICA, A POLITÉCNICA

INSTITUTO SUPERIOR DE GESTÃO, CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS - ISGCT

LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

**PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELÉCTRICA DE 66/33kV A SER
IMPLEMENTADO NA LOCALIDADE DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA**

Discente:

Elton Silva Bernardo Meleco

Supervisor:

Mestre Fernando Chachaia, eng.

MAPUTO

2024

ELTON SILVA BERNARDO MELECO

**PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELÉCTRICA DE 66/33kV A SER
IMPLEMENTADO NA LOCALIDADE DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA**

O Trabalho Final de Curso apresentado como requisito para obtenção do grau de licenciatura em Engenharia Eléctrica pela Universidade Politécnica, A politécnica

Supervisor:

Mestre Fernando Chachaia, eng.

MAPUTO

2024

RESUMO

A rede eléctrica de energia é uma infra-estrutura de enorme complexidade, com manutenção, supervisão e funcionamento muito exigentes. A elaboração de projectos para construção de novas subestações ou a ampliação das instalações existentes são projectos por vezes solicitados aos gabinetes de engenharia, no entanto, devido à sua complexidade, poucos são os gabinetes e institutos de formação que se encontram familiarizados com o procedimento completo que permite que os projectos sejam realizados e concluídos com sucesso.

Assim, a presente monografia disserta sobre projecto eléctrico de uma subestação, direccionando-se para o caso da subestação abaixadora a ser implementado na localidade de Lingamo, que estará situada na Matola, com uma razão de transformação de 66/33 kV que estará conectada a rede eléctrica a partir da existente linha de transmissão DL14 de 120 MVA.

A monografia apresenta uma base teórica de contextualização ao desenvolvimento do projecto da subestação. Será feito o levantamento de carga existente na localidade de Lingamo e proximidades, descritos os diversos tipos de subestações, a sua estruturação geral, configurações e equipamentos. É também explanada a metodologia utilizada no projecto, tendo por base um conjunto de normas referenciadas. O dimensionamento realizado terá sempre em conta o regime permanente e a ocorrência de um curto-circuito. E por ultimo a elaboração do “Layout” de arranjo físico da subestação eléctrica 66/33 kV.

Palavras-Chave: Subestação Eléctrica, Projecto Eléctrico, Dimensionamento, Equipamentos Alta tensão

ABSTRACT

The power grid is an extremely complex infrastructure, with very demanding maintenance, supervision and operation. Projects for the construction of new substations or the extension of existing installations are sometimes requested from engineering offices, but due to their complexity, few offices and training institutes are familiar with the complete procedure that allows projects to be carried out and completed successfully.

This monograph deals with the electrical design of a substation, focusing on the case of the substation to be implemented in the town of Lingamo, which will be located in Matola, with a 66/33 kV transformation ratio that will be connected to the electricity grid from the existing 120MVA DL14 transmission line.

The monograph presents a theoretical basis for contextualizing the development of the substation project. The existing load in Lingamo and the surrounding area will be surveyed, and the various types of substations, their general structure, configurations and equipment will be described. The methodology used in the project is also explained, based on a set of referenced standards. The design will always take into account the permanent regime and the occurrence of a short circuit. Finally, the layout of the 66/33kV electrical substation is drawn up.

Keywords: Electrical Substation, Electrical Design, Dimensioning, High Voltage Equipment

ÍNDICE

RESUMO.....	i
ABSTRACT.....	ii
AGRADECIMENTOS	vii
DEDICATÓRIA	viii
DECLARAÇÃO DE HONRA.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	x
LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	xiii
CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO	1
1.1. Contextualização.....	1
1.2. Delimitação do tema	2
1.3. Formulação do Problema	2
1.4. Objectivos	2
1.4.1. Objectivo Geral.....	3
1.4.2. Objectivos específicos.....	3
1.5. Justificativa	3
1.6. Estrutura do Trabalho.....	4
CAPÍTULO II: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. Rede Electrica Nacional (REN).....	5
2.1.1. Parte Centro-Norte da REN	5
2.1.2. Parte Centro da REN.....	5
2.1.3. Parte Sul da REN	6
2.2. Subestações Eléctricas	8
2.2.1. Classificação das Subestações Eléctricas.....	8
2.2.2. Equipamentos.....	8
2.2.2.1. Transformadores de Potência.....	9
2.2.2.2. Transformadores de Medida e Protecção.....	10
2.2.2.3. Seccionadores.....	10
2.2.2.4. Disjuntores	11

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO
BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

2.2.2.5.	Barramentos	12
2.2.2.6.	Equipamentos de Protecção contra sobretensões	12
2.3.	Metodologia de desenvolvimento de uma subestação	13
2.3.1.	Definição da localização da subestação	15
2.3.2.	Dimensionamento de condutores e barramentos.....	16
2.3.2.1.	Cabos Aéreos	16
2.3.2.1.1.	Capacidade de transporte em Regime Permanente	17
2.3.2.1.2.	Capacidade do condutor num Curto-circuito	19
2.3.2.1.3.	Dimensionamento de barramento	20
2.3.2.1.3.1.	Resistência mecânica ao curto-circuito.....	21
2.3.2.1.3.2.	Esforços térmicos devido ao curto-circuito.....	22
2.3.2.1.3.3.	Condição de ressonância.....	23
2.3.2.1.4.	Efeito Coroa	25
2.3.2.2.	Cabos de MT.....	26
2.4.	Rede de Terra.....	27
2.4.1.	Funcionalidade.....	28
2.4.2.	Dimensionamento	29
2.4.2.1.	Seleção do Condutor	29
2.4.2.2.	Resistência da Malha de Terra	30
2.4.2.3.	Corrente de defeito à terra.....	31
2.4.2.3.1.	Corrente Tolerável pelo corpo humano.....	31
2.4.2.4.	Rede de Terra Aérea	32
2.4.2.4.1.	Protecção do Parque Exterior da Subestação	33
2.4.2.4.2.	Cálculo da probabilidade de descarga.....	34
2.4.2.5.	Escolha dos TC's e TT's.....	34
2.4.2.5.1.	Transformadores de corrente	34
2.4.2.5.2.	Transformadores de Tensão	36
2.4.2.6.	Coordenação de isolamentos.....	37
2.5.	Arranjo físico	38
2.5.1.	Barra simples	39
2.5.2.	Barra principal e transferência	41

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO
BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

2.5.3.	Anel.....	42
2.5.4.	Anel Múltiplo.....	43
CAPÍTULO III: METODOLOGIA		44
3.1.	Metodologia	44
3.1.1.	Quanto a natureza: pesquisa aplicada	44
3.1.2.	Quanto aos objectivos: pesquisa descritiva.....	44
3.1.3.	Quanto aos procedimentos técnicos: pesquisa bibliográfica.....	44
3.1.4.	Quanto a forma de abordagem de dados: pesquisa qualitativa e quantitativa.....	45
3.1.5.	População e amostra	45
3.1.5.1.	População.....	45
3.1.5.2.	Amostra.....	45
3.1.6.	Quanto a técnica de colecta de dados: análise documental.....	46
3.1.7.	Área de estudo.....	46
CAPÍTULO IV: RESULTADOS		47
4.	Projecto da SE Lingamo	47
4.1.	Levantamento de carga existente na localidade de Lingamo e proximidades	47
4.2.	Especificações da Linha de Transmissão DL14.....	48
CAPÍTULO V: DISCUSSÃO.....		49
5.	Metodologia de desenvolvimento de um Projecto Eléctrico da Subestação a ser implementada na localidade de Lingamo - SE Lingamo.....	49
5.1.	Localização óptima da Subestação	49
5.2.	Cálculos Justificativos	50
5.2.1.	Cálculo de Correntes.....	51
5.2.2.	Regime de Curto-circuito.....	51
5.2.3.	Dimensionamento de Condutores e Barramentos	54
Efeito Coroa.....		58
5.2.3.3.	Dimensionamento de barramento	60
Resistência mecânica ao curto-circuito.....		60
Esforços térmicos devido ao curto-circuito		61
Condição de ressonância.....		63
5.2.3.4.	Disjntores	64
5.2.4.	Rede de Terra.....	65

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO
BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

Seleccção do Condutor	66
5.2.4.1. Rede de Terra Aérea	66
Protecção do Parque Exterior da Subestação	66
Cálculo da probabilidade de descarga.....	67
5.2.5. Transformadores de Medida	68
5.2.5.1. Transformadores de corrente	68
5.2.5.2. Transformadores de Tensão	70
5.2.6. Coordenação de Isolamento	71
5.3. Arranjo físico	72
5.3.1. Diagrama Funcional	72
5.3.1.1. Diagrama Protecção	73
5.3.2. Memoria Descritiva	73
5.3.2.1. Parque de Aparelhagem Exterior	74
5.3.2.2. Edifício de Comando	75
5.4. Análise técnica e económica da SE Lingamo	86
CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES	87
TRABALHOS FUTUROS	88
BIBLIOGRAFIA	89
ANEXO 1: Resposta ao Pedido de Recolha de Dados	91
ANEXO 2:Viscosidade, Densidade e Condutividade Térmica do Ar	92
ANEXO 3: Constantes de Matéria.....	93
ANEXO 4: Cabo 66kV ACCC ZADAR.....	94
ANEXO 5: Cabo 33 kV: NA2XS2Y 18/30 (36)Kv.....	96
ANEXO 6: Abaco BBC 736966 do MIEBBC	97
ANEXO 7: Características de Barramentos.....	98
ANEXO 8: Protecções dos painéis da SE LINGAMO	99
ANEXO 9: Desenhos da SE Lingamo	100

AGRADECIMENTOS

Primeiro a Deus pelo dom da Vida!

Aos meus pais Bernardo Meleco e Soraia Chambe Meleco e irmãos Shirley Meleco, Bernardo Meleco Júnior e Joaquina Romão pelo carinho, amor concedido até os dias de hoje.

Ao Bernardo Meleco por mais uma vez confiar em mim, pelo financiamento para a continuação dos estudos e por ajudarna escolha do tema do projecto em causa.

Aos meus professores, colegas, amigos e familiares em especial ao Ernesto Constatino pelo apoio.

Agradecer ao Docente Fernando Chachaia por despertar em mim o interesse de investigar mais sobre os projectos subestações eléctricas.

DEDICATÓRIA

Dedico este projecto a mim e em especial aos meus pais, Bernado Meleco e Soraia Meleco. Vocês foram a força motriz por trás de todas as minhas conquistas académicas. Sem o vosso amor, apoio e orientação, eu não estaria aqui hoje celebrando este momento. Obrigado pai, por sempre permitir que siga em frente com os estudos. Sua sabedoria e perseverança me inspiraram a nunca desistir dos meus sonhos. E obrigado mãe, por ser a minha companhia fiel, sempre presente para me apoiar e me encorajar. Suas palavras gentis e o seu amor incondicional me deram a confiança necessária para perseguir os meus objectivos. Vocês são as melhores coisas que já me aconteceram, e espero honrar o vosso amor e sacrifício ao longo da minha vida.

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu, Elton Silva Bernardo Meleco declaro por minha honra que esta monografia que, no presente momento, submeto a Universidade Politécnica, A Politécnica, em cumprimento dos requisitos para a obtenção do grau de Licenciatura em Engenharia Eléctrica, nunca foi apresentada para a obtenção de qualquer outro grau académico e que constitui o resultado da minha investigação pessoal, tendo indicado no texto e na bibliografia as fontes que utilizei.

Elton Silva Bernardo Meleco

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resumo Dimensionamento de uma subestação (Adaptado de Couto 2022, p.24. McDonald, 2012)

Tabela 2 - Limite de elasticidade - Módulo de Young (Faira, 2009)

Tabela 3 –Especificações da linha de transmissão DL14 (EDM –DOS, 2024)

Tabela 4 - Tabela do factor k em cada material (Faira, 2009)

Tabela 5 - Selecção dos Transformadores de Corrente (Autor, 2024)

Tabela 6 - Selecção dos Transformadores de Tensão (Autor, 2024)

Tabela 7 - Características dos descarregadores de sobretensão (Autor, 2024)

Tabela 8 – Especificações técnicas do TR (Adaptado de Mamede, 2021 p. 220)

Tabela 9 – Especificações técnicas do Disjuntor (Adaptado de Mamede, 2021 p. 221)

Tabela 19 – Especificações técnicas do TP (Adaptado de Mamede, 2021 p. 221)

Tabela 11 – Especificações técnicas do TC (Adaptado de Mamede, 2021 p. 221)

Tabela 12 – Especificações técnicas do Para-raios (Adaptado de Mamede, 2021 p. 222)

Tabela 13 – Especificações técnicas dos Seccionadores (Adaptado de Mamede, 2021 p. 222)

Tabela 14 – Especificações técnicas dos Isoladores de suporte. Fonte: Adaptado de Mamede (2021 p.222)

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1 – Rede Eléctrica Nacional (EDM, 2022)
- Figura 2 -Transformador de Potência (Carleto, 2017 p.23)
- Figura 3 - Transformador de Corrente (Carleto, 2017 p.22)
- Figura 4 - Seccionador (Carleto, 2017 p.21)
- Figura 5 - Disjuntor (Carleto, 2017 p.20)
- Figura 6 – Princípio da Esfera Rolante (IEEE Std 998, 1996)
- Figura 7 - Curvas de tolerância máxima de saturação (Gonçalves, 2017 p. 54)
- Figura 8 - Circuito equivalente de um transformador de tensão capacitivo (Mamede, 2017 p. 396)
- Figura 9 - Arranjo em barra simples (Frontin, 2013 p. 85)
- Figura 10 - Opções de melhorias para o arranjo em barra simples (Frontin, 2013 p. 87)
- Figura 11 - Arranjo em barra principal + barra de transferência (Frontin, 2013 p. 88)
- Figura 12 – Configuração em anel simples (Frontin, 2013 p. 88)
- Figura 13 – Configuração em anel múltiplo (Frontin, 2013 p. 88)
- Figura 14 – Zona Industrial do Lingamo (Autor, 2024)
- Figura 15 – Mapa da Linha DL14 faz o percurso SE Matola275-SE Limak- SE Matola Rio e SE Boane (EDM, 2024)
- Figura 16 - Curto-circuito no barramento de 33 kV (Autor, 2024)
- Figura 17 - Curto-Circuito no barramento de 33kV com valores em p.u. (Autor, 2024)
- Figura 18 - Ábaco da corrente BBC70668 do MIEBBC (Faria, 2009)
- Figura 19 – Disposição dos Equipamentos no Parque de Aparelhagem Exterior (Autor)
- Figura 20 - Transformador de potência (Mamede, 2021 p. 220)
- Figura 21 – Disjuntor de Alta tensão (Mamede, 2021 p. 221)
- Figura 22 – Transformador de tensão (Mamede, 2021 p. 221)

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO
BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

Figura 23 – Transformador de corrente (Mamede, 2021 p. 221)

Figura 24 – Para-Raios (Mamede, 2021 p. 222)

Figura 25 – Seccionador Tripolar (Mamede, 2021 p. 222)

Figura 26 – Isoladores de Suporte (Mamede, 2021 p. 222)

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

EDM – Electricidade de Moçambique

SE – Subestação Eléctrica

REN – Rede Eléctrica Nacional

HVDC – Sistemas de corrente contínua em alta tensão

LT – Linha de Transmissão

AT –Alta Tensão

CTRG – Central Termoeléctrica de Ressano Garcia

CTM – Central Termoeléctrica de Maputo

BT–Baixa Tensão

MT – Media Tensão

MAT – Muito Alta Tensão

IEEE– Instituto de Engenheiros Electricistas e Electrónicos

IEC – Comissão Electrotécnica Internacional

TC – Transformadores de Corrente

TT – Transformadores de Tensão

CC – Corrente de Curto-Circuito

TR – Transformador

AIS – Air-Insulated Substations

GIS – Gas-Insolated Substations

mm – Milímetros

mm² – Milímetros quadrados

m – Metros

km - Quilómetros

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO
BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

A – Amperes

V – Volts

kV – Kilovolts

kA – Kiloamperes

MW – Megawatts

MVA – Megavolt - Amperes

MVA_r – Megavolt - Amperes reactivo

Ω – Ohms

ft – Pés

lb – Libra

in – Polegadas

\$ - Dólares

Mt – Meticais

W – Energia eléctrica

fc – Factor de carga

Dmax – Demanda máxima

kWh - Kilowatts hora

VF – Valor futuro

VP – Valor presente

S – Secção

CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO

1.1.Contextualização

Actualmente, dentre as fontes de energia utilizadas pelo Homem a mais notável é a eléctrica, desde a sua descoberta, o ser humano desenvolve maneiras de gerá-la e explorá-la. O sector eléctrico Moçambicano que é da responsabilidade da Empresa Pública (EP), Electricidade de Moçambique (EDM) passa por constantes mudanças em todos seus aspectos, na produção, transmissão e distribuição de energia eléctrica. Nos últimos anos é notório o crescimento económico, o que incide directamente na necessidade de ampliação de infra-estruturas energéticas, para que se possa atender a crescente demanda do consumo.

De acordo com o exposto, deve-se ressaltar que o crescimento dos investimentos no sector industrial acarreta uma ampliação e uma modernização do Sistema Eléctrico em Moçambique. Após se observar problemas de suprimento na maioria das regiões do país, houve uma injeção de créditos nos grandes empreendimentos para a interligação nacional. Nesse sentido, a que se ter como exemplo, o Projecto de Melhoria de Qualidade no fornecimento de Energia Eléctrica às Cidades de Maputo e Matola, que é financiado pelo BANCO MUNDIAL.

Para Gonçalves (2017) a rede eléctrica de energia é uma infra-estrutura de enorme complexidade, com manutenção, supervisão e funcionamento muito exigentes. Neste contexto, as subestações eléctricas são essenciais para monitorar os parâmetros da rede e para alterar os níveis de tensão de forma a diminuir as perdas no transporte de energia e os custos de investimento.

1.2.Delimitação do tema

Segundo Gonçalves (2017), o projecto de uma subestação é transversal a áreas da engenharia como a Civil, a Eléctrica e a Mecânica. Como tal, é desenvolvido por uma equipa de técnicos especializados, sendo também sujeita a revisão.

O tema em pesquisa limita-se em projectar uma subestação eléctrica de 66/33kV a ser implementado na localidade do Lingamo na cidade de Matola designada SE Lingamo.

1.3.Formulação do Problema

Ao mudar o ponto de vista no tocante ao tratamento da energia eléctrica como um produto de mercado e o crescente entendimento do papel da energia na sua relação com o desenvolvimento económico, aumentam as exigências para tê-la sempre disponível e em condições de utilização (Lima, 2009).

O constante crescimento económico da Cidade de Matola está directamente relacionado ao aumento de infra-estruturas e indústrias e, conseqüentemente, o aumento da demanda de consumo de energia. Deste modo, há uma necessidade de elaboração de um estudo de ampliação do sistema eléctrico, que visa atender a crescente demanda.

Pergunta de Pesquisa: De que forma o projecto de construção de uma subestação eléctrica de 66/33kV a ser implementado na localidade Lingamo na cidade de Matola pode influenciar no desenvolvimento de projectos de novas subestações para o melhoramento da qualidade de fornecimento da energia eléctrica?

1.4.Objectivos

Esta pesquisa baseia-se no estudo de um projecto eléctrico para a construção de uma subestação abaixadora. Desta forma, os objectivos essenciais que são desenvolvidos nesta monografia são os seguintes:

1.4.1. Objectivo Geral

- Projectar uma subestação eléctrica de 66/33kV a ser implementada na localidade do Lingamo na cidade de Matola.

1.4.2. Objectivos específicos

- Fazer o levantamento de carga existente na localidade de Lingamo e proximidades;
- Descrever os diversos tipos de subestações, a sua estruturação geral e equipamentos com vista a obter a configuração adequada;
- Apresentar a metodologia de desenvolvimento de um projecto eléctrico da subestação a ser implementada na localidade de lingamo e;
- Elaborar o “Layout” de arranjo físico da subestação eléctrica de 66/33kV.

1.5. Justificativa

A construção de novas subestações ou ampliação das instalações existentes são projectos por vezes solicitados aos gabinetes de engenharia. No entanto, devido a sua complexidade, poucos são os gabinetes que se encontram familiarizados com procedimento completo que permite que os projectos sejam realizados e concluídos com sucesso (Couto, 2022). Para resolver esse desafio, este projecto de pesquisa propõe uma optimização de metodologia de trabalho, tendo em conta várias normas já existentes para construção e desenvolvimento do projecto de uma subestação e também poderá servir de material didáctico auxiliar para a cadeira de projectos de instalações eléctricas.

Ademais, para além do benefício económico, a unidade consumidora também terá mais qualidade, uma vez que tendo a sua própria infra-estrutura, pode resultar na redução de oscilações de frequência e tensão que estão directamente ligados a problemas como sobrecargas, curto-circuitos e desligamentos da energia eléctrica.

A Subestação Eléctrica de Lingamo terá três finalidades principais, nomeadamente: alimentar a futura Cidadela da Matola, servir de redundância para as subestações de Matola – Rio, Central Térmica de Maputo (CTM) e Machava na alimentação das cargas que actualmente não estão conectadas as mesmas e por último, servirá de reforço a capacidade de alimentação na zona industrial do Lingamo que tem apresentado crescimento ao longo dos anos.

1.6. Estrutura do Trabalho

O primeiro capítulo consiste na introdução, no qual é apresentado a contextualização do tema da monografia, formulação do problema de pesquisa, justificativa da pesquisa, delimitação do tema e os objectivos que se pretendem atingir. A forma e estrutura de apresentação da monografia também se encontra presente neste capítulo. Já o segundo capítulo, debruça-se sobre a revisão bibliográfica referente à subestação eléctrica. Com a revisão bibliográfica, pretende-se dar uma sustentação teórica a pesquisa, basilar para alicerçar diferentes etapas do estudo. Serão abordados temas como, as várias classificações das subestações, os equipamentos eléctricos constituintes da instalação, metodologia de desenvolvimento de um projecto eléctrico de uma subestação e as tipologias de arranjos físicos que se podem adoptar.

No que se refere ao terceiro capítulo, é feita a explanação da metodologia que é utilizada no desenvolvimento da pesquisa do projecto eléctrico de uma subestação, com a apresentação de diferentes tipos de pesquisas e técnicas. No quarto capítulo é apresentada a descrição da Subestação Eléctrica SE Lingamo e utilizando a formulação do capítulo 2, obtêm-se os resultados específicos do projecto. Depois da aplicação da metodologia no dimensionamento de condutores, barramentos, equipamentos e estruturas de protecção é apresentada uma memória descritiva do projecto. Nesta, se caracterizam com mais detalhes os equipamentos que vão ser utilizados e se apresenta as razões para a sua adequação. No fim do capítulo, são descritos os diagramas unifilares obtidos e o “layout” eléctrico da subestação, com as respectivas plantas em anexo. O quinto capítulo, sendo que o último, contém as conclusões finais da monografia e a indicação de trabalhos futuros que se possam realizar.

CAPÍTULO II: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Rede Electrica Nacional (REN)

Antigamente Moçambique possuía uma rede de transmissão de energia eléctrica em Alta Tensão composta por dois sistemas de transmissão independentes, uma na região sul do país e a outra nas regiões centro e norte. No entanto, no primeiro semestre de 2022 foi finalizada a construção da Linha de Transporte (LT) Casa Nova-Vilanculos, tornando a REN integrada. As tensões que compõem estes sistemas são de 400, 275, 220, 110 e 66 kV.

2.1.1. Parte Centro-Norte da REN

Nesta área encontra-se a maior central do país, Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB), ligada a subestação de Songo, província de Tete. Desta subestação, partem três (3) LT: uma de 400 kV em direcção a Bindura (Zimbábue), uma HVDC dupla para Apollo (África do Sul) e duas linhas 220 kV em direcção a subestação de Matambo. É a partir de Matambo que inicia a parte Centro-Norte da REN, que se caracteriza por ser de tipologia radial, ramificando-se pelas províncias de Zambézia, Nampula, Niassa e Cabo Delgado, com LT de 110 e 220 kV.

Para além da HCB, há também outras centrais nesta região, com especial destaque à central flutuante de Nacala (100 MW) e as centrais solares de Mocuba e Metoro – as primeiras fontes renováveis integradas a REN.

Esta zona não possui um sistema de controlo remoto, possuindo apenas um sistema miniSCADA responsável pelo controlo local na subestação de Metoro.

2.1.2. Parte Centro da REN

As províncias de Manica e Sofala possuem um sistema de AT (110 kV) que interliga as hidroeléctricas de Chicamba e Mavuzi aos diversos pontos de entrega desta região. A partir da

subestação de Manica há à interligação a subestação de Mutare em Zimbabué. A linha Chibata-Catandica é responsável pelo intercambio entre esta área e a rede Centro-Norte, permitindo suprir certas situações de escassez nesta área.

2.1.3. Parte Sul da REN

O sistema de transmissão da região sul tem níveis de tensão de 400, 275, 110 e 66 kV. As LT de 110 kV partem da província e cidade de Maputo dirigindo-se a província de Gaza e Inhambane. As maiores subestações desta região - Infulene, Matola, Mozal e Ressano Garcia – são interligadas pela a rede de 275 kV. As restantes subestações da cidade e província de Maputo são alimentadas pelas linhas de 66 kV. Nesta região, existem ainda duas linhas de transmissão de 400 kV pertencentes à MOTRACO (Mozambique Transmission Company, detida pela EDM e pela ESKOM), uma partindo da África do Sul e a outra saindo do Reino Eswatini, dirigindo-se a subestação de Maputo. A interligação desta área à região Centro é feita através da linha Casa Nova-Vilanculos.

A produção nesta região, na sua maioria, provém das centrais térmicas: Giggawatt, Ressano Garcia, CTRG, Beluluane, CTM. Esta última teve o seu inicio de operação em 2018, como forma de substituir energia que era importada nos momentos de pico da carga na cidade e província de Maputo.

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

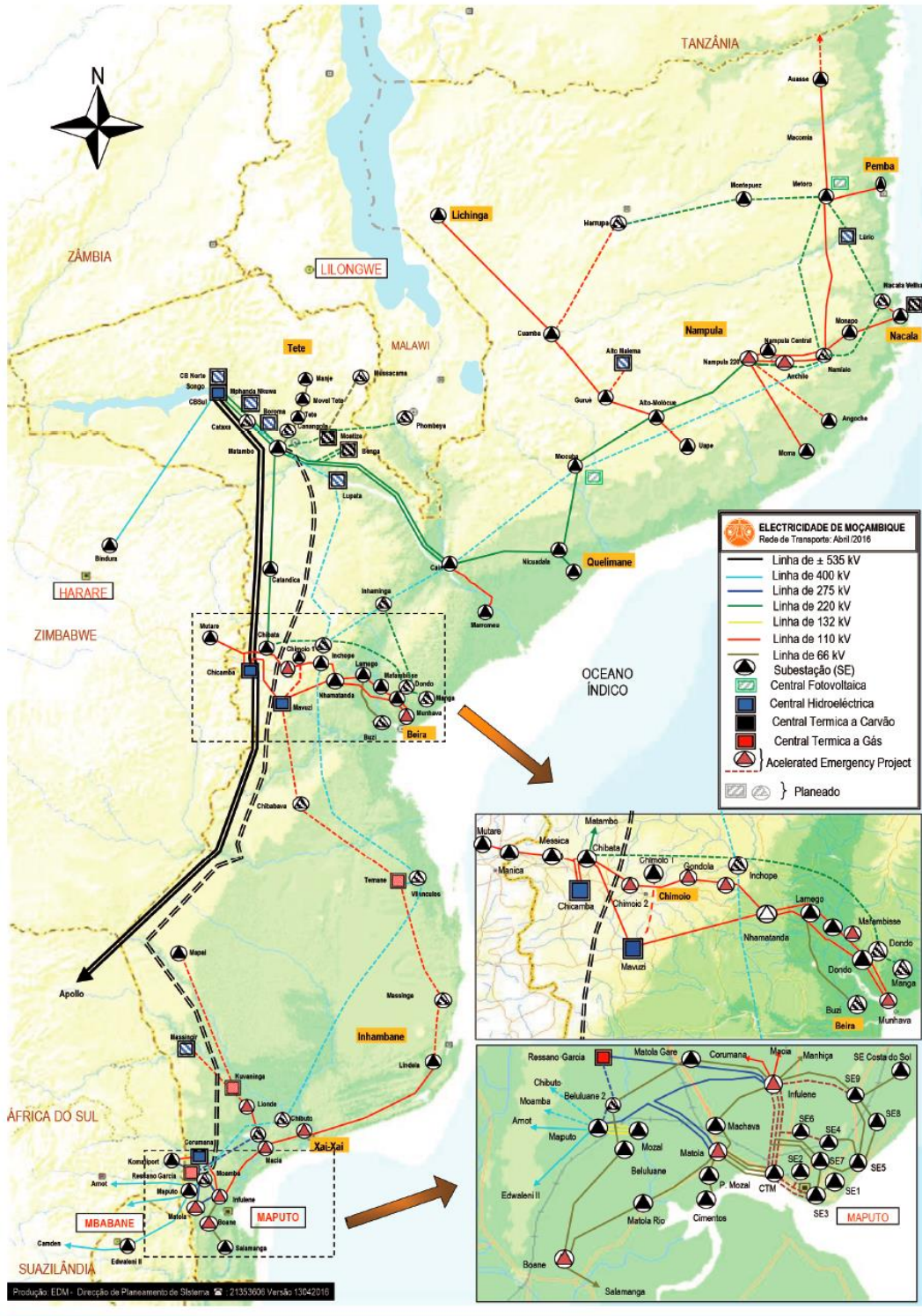


Figura 1 – Rede Eléctrica Nacional

Fonte: EDM (2022)

2.2.Subestações Eléctricas

As subestações eléctricas, de uma forma geral, são instalações que se inserem nas redes de transmissão e distribuição, servindo muitas das vezes como pontos de interligação e, têm como função principal, a adequação dos níveis de tensão e corrente nas linhas, assegurando a protecção do sistema eléctrico e controlando o fluxo de potência desde a produção até ao consumidor (carga) (Gonçalves, 2017).

2.2.1. Classificação das Subestações Eléctricas

McDonald (2012) relativamente à classificação de uma subestação, esta baseia-se em quatro aspectos fundamentais, tais como:

- Função: Elevadora, Abaixadora, de Manobra ou de Conversão;
- Aplicação: Distribuição, Transporte ou de Cliente;
- Níveis de tensão: Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) ou Muito Alta Tensão (MAT);
- Tipo de instalação: Exteriores ou Interiores.

2.2.2. Equipamentos

Uma subestação é constituída por um grande número de equipamentos, podendo ser eles detransformação, de manobra, de compensação ou e de protecção. Nesta secção serão descritos e explicitados os principais equipamentos constituintes de uma subestação, segundo (Gonçalves, 2017):

- Transformadores de Potência;
- Transformadores de Medida;
- Seccionadores;

- Disjuntores;
- Barramentos;
- Equipamentos de Protecção contra sobretensões.

2.2.2.1. Transformadores de Potência

Segundo Frontin (2013) um transformador é um dispositivo destinado a transmitir energia eléctrica ou potência eléctrica de um circuito a outro, transformando tensões e correntes em um circuito de corrente alternada, ou a modificar os valores das impedâncias de um circuito eléctrico.

A concessionária deve atender aos requisitos mínimos relacionados à potência nominal, comutação e condições operativas. A concessionária deverá apresentar os estudos do projecto básico, observando-se, no entanto, o valor de impedância de curto-circuito máximo de 14% na base nominal das unidades transformadoras, salvo quando indicado pelos estudos de planeamento ou para limitação da corrente de curto-circuito, visando evitar a superação de equipamentos.

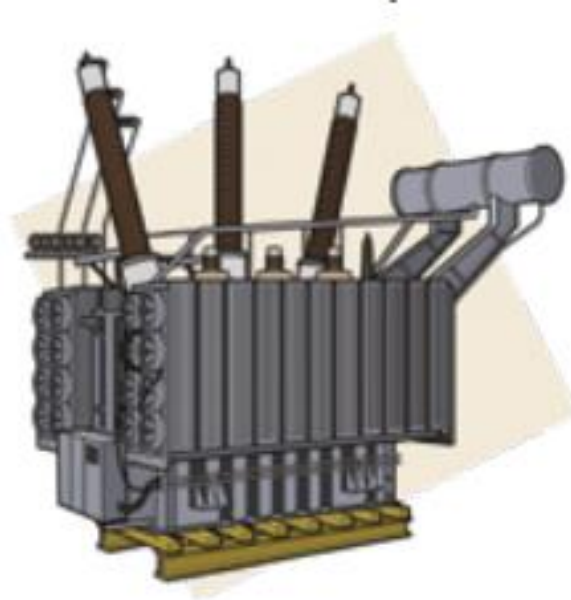


Figura 2 - Transformador de Potência

Fonte: Carleto (2017 p.23)

2.2.2.2.Transformadores de Medida e Protecção

O transformador de corrente é um tipo particular de transformador de medida destinado à medição de correntes eléctricas e protecção contra sobrecorrente.

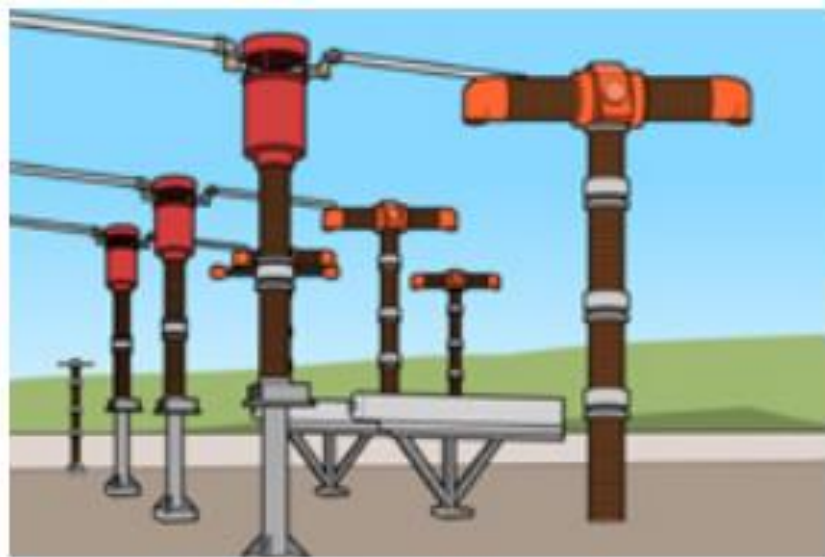


Figura 3 - Transformador de Corrente

Fonte: Carleto (2017 p.22)

O transformador de tensão é um tipo particular de transformador de medida destinado à medição de tensão eléctrica e protecção contra sobre e subtensão.

As características dos transformadores de corrente e tensão como, número de secundários, relações de transformação, carga, exactidão, devem satisfazer as necessidades dos sistemas de protecção e de medição das grandezas eléctricas e medição de facturamento, quando aplicável (Frontin, 2013).

2.2.2.3.Seccionadores

De acordo com o apresentado pelo Carleto (2017, p.21) o seccionador serve para realizar manobras de seccionamento e isolamento entre circuitos. Basicamente, a seccionadora é uma extensão do circuito de potência que, quando accionada, abre e fecha os contactos fixos e móvel. A seguir vemos a imagem de um seccionadora.



Figura 4 - Seccionador

Fonte: Carleto (2017 p.21)

2.2.2.4. Disjuntores

De acordo com Gramel citado por Couto (2022) um disjuntor pode ser definido como um dispositivo de comutação mecânica capaz de transportar e interromper correntes em condições normais de circuito e também de transportar e interromper correntes durante um tempo especificado e em condições anormais especificadas, como o curto-circuito ou sobrecarga. Isto é, a principal função dos disjuntores é o corte da corrente de defeito no menor tempo possível, de forma a evitar ou limitar possíveis danos nos equipamentos associados ao sistema.

Os principais tipos de disjuntores são: disjuntores a óleo, disjuntores a vácuo, disjuntores a ar comprimido e disjuntores a SF₆. A ilustração abaixo apresenta um disjuntor a óleo (Carleto, 2017).

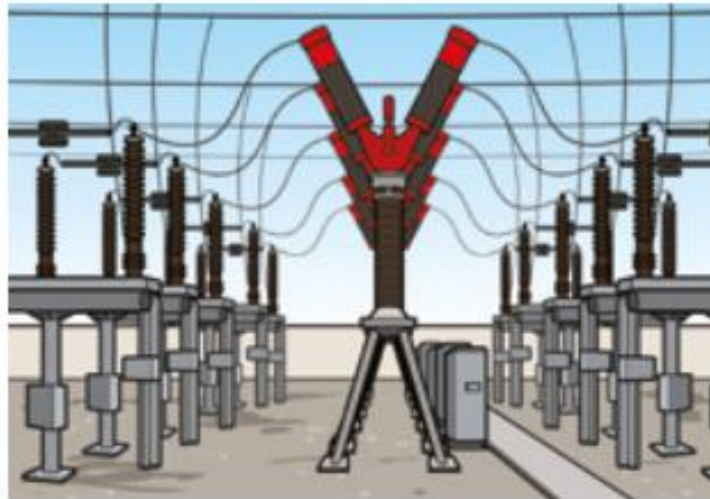


Figura 5 - Disjuntor

Fonte: Carleto (2017 p.20)

2.2.2.5. Barramentos

A função do barramento é interligar os circuitos e os equipamentos existentes na subestação. A sua composição física deve atender às especificações técnicas do circuito e suportar os esforços de tracção impostos pela estrutura da subestação.

2.2.2.6. Equipamentos de Protecção contra sobretensões

O projecto da subestação envolve mais do que a instalação de aparelhos, dispositivos de protecção e equipamentos. Para uma operação contínua e confiável é necessário que a instalação esteja preparada para suportar fenómenos transitórios. Estas sobretensões podem ser acções de manobra, relâmpagos em linhas de transmissão conectadas à subestação ou relâmpagos directos nas instalações da subestação (Grammel, 2001).

Existe actualmente um conjunto de aparelhos que protegem os equipamentos contra as sobretensões, quer atmosféricas quer de manobra, nomeadamente:

- Disruptores;
- Hastes de Franklin;

- Descarregadores de sobretensão.

2.3. Metodologia de desenvolvimento de uma subestação

O projecto eléctrico de uma subestação é constituído por várias etapas, sendo necessário realizar um conjunto de cálculos justificativos que preceda ao dimensionamento e escolha dos equipamentos a utilizar na subestação a construir. Neste capítulo apresentam-se os passos necessários para o desenvolvimento do caso de estudo (Couto 2022, p.23).

Para Gonçalves (2017, p.39) estes cálculos justificativos devem iniciar-se pela verificação das correntes nos níveis de tensão da subestação, quer em regime estacionário quer em regime de curto-circuito, calculando quais serão os níveis de intensidade verificados nos diferentes painéis da subestação. Seguidamente, podem ser dimensionados os condutores e barramentos da instalação, bem como as restantes estruturas que a envolvem e que apresentam um carácter muito importante para a protecção de pessoas, ou seja, as redes de terra protecção, serviço e a verificação dos níveis de isolamento.

Por último, procede-se à escolha dos equipamentos, tendo em conta todos os dados obtidos anteriormente, terminando com a elaboração dos diagramas unifilares da subestação e o seu respectivo “layout” eléctrico, nunca esquecendo as exigências impostas pelo cliente, quer a nível financeiro, quer a nível estrutural (Couto 2022, p.23).

Na tabela 1 apresenta-se uma lista de tarefas a seguir para o dimensionamento de uma subestação, com os pontos referidos anteriormente, referindo ainda que realizada esta etapa de dimensionamento é necessário definir o equipamento da subestação com a ajuda dos fabricantes. Salienta-se para o facto de esta lista apresentada poder ser alterada de acordo com as exigências de cada País (McDonald, 2012).

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

Tabela 1 -Resumo da metodologia de desenvolvimento de uma subestação

Tópico:	Situação a Avaliar:	Regulamentação a consultar:
1. Escolha da Localização	Opinião da Comunidade	-----
	Localização de áreas ambientais sensíveis	
	Nível de contaminação da zona	
	Requisitos e regulamentação em vigor na zona de construção	
	Acessibilidades	
2. Dimensionamento de condutores e barramentos	Cabos Aéreos – Capacidade de transporte em Regime Permanente	Norma IEEE Std 738-2012 – IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors CEI 865-1 INTERNATIONAL STANDARD. Short-circuit currents - Calculation of effects; SecondEdition 1993-09
	Cabos Aéreos – Capacidade do condutor em Curto-Circuito	
	Cabos Aéreos – Efeito Coroa	
	Cabos MT – Corrente máxima admissível	
	Cabos MT – Corrente de Curto-circuito admissível	
	Barramentos - Resistência mecânica ao curto-circuito, esforços térmicos devidos ao curto-circuito, condição de ressonância.	
3. Rede de Terra	Seleção do Condutor	Norma IEEE Std 80-2013 – IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding
	Resistência de Malha de Terra	
	Corrente de defeito a terra	
	Corrente Tolerável pelo corpo humano	
4. Rede de Terra Aérea	Protecção do Parque Exterior da Subestação	Norma IEEE Std 998-2012 – IEEE Guide for direct Lightning Stroke Shielding of Substations
	Cálculo da probabilidade de descarga	

5. Escolha de TC's e TT's	Transformadores de corrente	Norma IEC 61869-3:2012 Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers
	Transformadores de tensão	Norma IEC 61869-3:2011 Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for de inductive voltage transformers
6. Coordenação do Isolamento	Sobretensões Representativas	Norma IEC 60071-2:2022 Insulation co-ordination – Part 2: Application guidelines
	Determinação das tensões de coordenação suportadas (U_{cw})	
	Determinação das tensões suportadas estipuladas (U_{rw})	
	Conversão a valores de tensão suportadas normalizadas	

Fonte: Adaptado de Couto 2022, p.24. McDonald, 2012

2.3.1. Definição da localização da subestação

A determinação da localização de uma subestação eléctrica é determinada por alguns factores, nomeadamente: factores sociais, ambientais e financeiros. Sendo que nos dias de hoje os estes três grandes grupos de factores são igualmente importantes, podendo em situações muito particulares condicionar fortemente todo o dimensionamento dessa mesma subestação. No entanto, deve existir sempre área suficiente para serem respeitadas também as regras de segurança a nível eléctrico e a capacidade de uma manutenção de qualidade dos equipamentos (Couto 2022, p.25).

Os principais factores a pesar na escolha do local da subestação são (McDonald 2012):

- Comunidade e tipo de vizinhança: para a construção de uma subestação, várias entidades necessitam de várias autorizações que podem ser alteradas e condicionadas pela opinião pública da comunidade, pelo facto de esta poder influenciar no seu dia-a-dia, na sua qualidade de vida, na paisagem, e outros;
- Áreas ambientais sensíveis e nível de contaminação: deve ser incluído um projecto prévio desenvolvimento do terreno, isto é, incluir uma descrição da área utilizada, os seus contornos, as delimitações das áreas aguadas e canais de escoamento, indicação de zonas tendencialmente inundáveis, distância de acesso a água subterrânea e alerta para a possível existência de animais selvagens e de migrações;
- Requisitos e regulamentos: dependendo do país onde será realizada a construção da subestação, as normas e regulação que regem o projecto podem diferir consideravelmente;
- Acessibilidades: é um dos factores mais importantes e que se baseia na facilidade de acesso à subestação, seja para questões de manutenção, seja para questões extremas, como por exemplo, incêndios ou tempestades.

2.3.2. Dimensionamento de condutores e barramentos

Depois de todo o planeamento e definição da localização da subestação, é necessário inicialmente fazer o dimensionamento dos condutores e barramentos, de forma averificar se o cabo escolhido cumpre com as exigências do projecto da subestação. É de salientar que os cálculos variam consoante o tipo e local de instalação do condutor, seja ele cabo ou barramento.

2.3.2.1. Cabos Aéreos

Os cálculos serão diferentes conforme o tipo de cabo em questão. Para cabos aéreos, o dimensionamento baseia-se na norma IEEE, Std 738-2006 “*Standard for calculating the current –relationship of bare overhead conductors*” (Gonçalves 2017, p.41)

2.3.2.1.1. Capacidade de transporte em Regime Permanente

Corrente Máxima Admissível

A corrente máxima admissível que pode circular no condutor à temperatura de regime permanente é dada por (IEEE, Std 738-2006):

$$I_{ADM} = \sqrt{\frac{q_C + q_R - q_S}{R(T_C)}}$$

Onde,

q_C é a potência térmica dissipada por convecção [W/m]

q_R é a potência térmica dissipada por radiação [W/m]

q_S é a potência térmica solar absorvida [W/m]

$R(T_C)$ é a resistência AC linear por pé do condutor em função da T° de regime [Ω/m]

Os factores presentes na fórmula são calculados por (Gonçalves 2017, p.41):

Potência térmica dissipada por convecção

$$q_C = \left[1,01 + 0,371 * \left(\frac{D\rho V}{\mu} \right)^{0,52} \right] * k * (T_C - T_a) \left[\frac{W}{ft} \right]$$

Onde,

D é o diâmetro do condutor [in].

ρ é a densidade do ar [lb/ft³].

V é a velocidade do vento [ft/h].

μ é a viscosidade do ar [lb/ft h].

k é a condutividade térmica do ar [W/ft °C].

T_C é a temperatura do condutor [°C].

T_a é a temperatura ambiente [°C].

Potência dissipada por radiação

$$q_R = 0,138 * D * \varepsilon * \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \left[\frac{W}{ft} \right]$$

Onde,

D é o diâmetro do condutor [in]

ε é o coeficiente de emissividade

T_c é a temperatura do condutor [°C]

T_a é a temperatura do ambiente [°C]

Potência térmica solar absorvida

$$q_s = \alpha * A' * Q_e * \text{sen}(\theta)$$

Onde,

α é o coeficiente de absorção solar

A' é a protecção da área do condutor: $D/12$ (ft^2 por ft linear)

Q_e é a radiação do sol [W/ft^2]

$$\theta = \cos^{-1}[(\cos Hc)\cos(Zc - Zl)]$$

Hc é a altitude do sol em graus sexagesimais

Zc é o azimute do sol em graus sexagesimais

Zl é o azimute da linha em graus sexagesimais

Resistência do condutor à temperatura de regime permanente

$$R(T_c) = \left[\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right] * (T_c - T_{low}) + R(T_{low}) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Onde,

T_{high} é a temperatura do condutor [°C]

T_{low} é a temperatura do condutor 20 [°C]

$R(T_{high})$ é a resistência do condutor a 75 [°C]

$R(T_{low})$ é a resistência do condutor a 20 [°C]

Corrente permanente no condutor

A corrente que se vai verificar no condutor, de forma contínua, é dada pela fórmula:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi}$$

Onde,

S_{max} é potência máxima em regime permanente no condutor [MVA];

U é o nível de tensão composta [V];

$\cos \varphi$ é o factor de Potência.

Depois de obtidos os valores de corrente máxima admissível e os valores de corrente permanente é possível determinar se o condutor em estudo é adequado para a instalação em estudo ($I_{ADM} > I_{max}$).

2.3.2.1.2. Capacidade do condutor num Curto-circuito

O efeito Joule é um fenómeno físico que consiste na transformação de energia eléctrica em calor. Esse fenómeno ocorre quando um condutor é atravessado por uma corrente eléctrica, ou seja, as constantes colisões que ocorrem entre os electrões e os átomos que compõem a estrutura do condutor fazem com que a temperatura desse mesmo condutor aumente, fazendo com que parte da energia eléctrica contida nesses condutores seja convertida em calor (Couto 2022, p. 46).

É necessário escolher um condutor com secção suficiente para que a temperatura alcançada pelo cabo/condutor não ultrapasse o valor máximo admissível, dentro de um intervalo de tempo correspondente ao da actuação das protecções do barramento.

De acordo com IEEE Power and Energy Society a capacidade do condutor em curto-circuito tem de ser superior ao curto-circuito real verificado, e é determinado pela seguinte fórmula (Couto 2022, p. 46):

$$\left(\frac{I_{cc}}{S}\right)^2 * t = K * \ln\left(\frac{1 + \alpha_{20}(T_2 - 20)}{1 + \alpha_{20}(T_1 - 20)}\right) [kA]$$

Onde,

I_{cc} é a corrente de curto-circuito [kA]

t é o tempo de duração do defeito [s]

S é a secção do condutor [mm^2]

α_{20} é o coeficiente de variação da resistência com a temperatura [$1/^\circ C$]

T_2 é a temperatura do condutor depois do defeito [$^\circ C$]

T_1 é a temperatura do condutor antes do defeito [$^\circ C$]

K é a constante que depende do condutor, incluindo resistividade, densidade e calor específico

2.3.2.1.3. Dimensionamento de barramento

O método de dimensionamento de barramentos adoptado é o método sugerido na disciplina de Projecto de Instalações Eléctricas, sendo este retirado da norma CEI865-1, com algumas simplificações.

Para melhor se perceber o método, este pode ser dividido, após a definição inicial dos dados da instalação e da rede eléctrica, em quatro passos, que consistem na verificação de que um determinado barramento escolhido, é adequado ou não a uma determinada instalação eléctrica (Faira, 2009 p. 9):

1. Em função da resistência mecânica ao curto-circuito;
2. Em função dos esforços térmicos devidos ao curto-circuito;
3. Em função da condição de ressonância.

2.3.2.1.3.1. Resistência mecânica ao curto-circuito

Segundo Faria (2009, p.13), procede-se à verificação de que o barramento escolhido consegue suportar os esforços electrodinâmicos a que poderá ser sujeito em caso de curto-circuito. Para isso começa-se por calcular a corrente de choque – I_{ch} , que é a máxima corrente que o barramento terá que suportar em caso de curto-circuito. É, portanto, o valor máximo instantâneo da corrente de curto-circuito, e que ocorre na sua fase inicial. É aquando da ocorrência deste pico de corrente que o barramento será sujeito a um maior esforço electrodinâmico.

O cálculo de I_{ch} advém da expressão seguinte (Faria 2009, p.13):

$$I_{ch} = \chi * \sqrt{2} * I_{cc''}$$

I_{ch} – corrente de choque (A ou kA);

χ – factor adimensional que traduz o decréscimo da componente contínua da corrente de curto-circuito;

$I_{cc''}$ – corrente de curto-circuito inicial (A ou kA).

A seguir calculamos a força electromagnética exercida sobre os perfis percorridos pela corrente de choque aquando da ocorrência de um curto-circuito e é dada pela expressão (Faria 2009, p.13):

$$F_e = 0.2 * I_{ch}^2 * \frac{l}{a}$$

Onde:

F_e – força electromagnética (N)

I_{ch} – corrente de choque (kA)

l – distância entre dois apoios (suporte dos barramentos) consecutivos (mesma unidade de a);

a – distância entre fases adjacentes (mesma unidade de l).

Assim resulta um momento flector dado por:

$$mf = \frac{Fe * l}{16}$$

mf – momento flector (kgf/cm)

Fe – módulo de flexão (kgf)

l – distância entre dois apoios consecutivos (cm).

2.3.2.1.3.2. Esforços térmicos devido ao curto-circuito

Em caso de curto-circuito no barramento há um sobreaquecimento que ocorre de forma muito rápida devido ao aumento da corrente, não possibilitando a troca de calor com o ambiente. Desta forma os condutores do barramento são muito solicitados e estes deve ter a capacidade de suportar esse aquecimento durante o curto espaço de tempo.

Então vamos determinar a corrente média de curto-circuito que é dada por (Faria 2009, p.16):

$$I_{th} = I_{cc} * \sqrt{m + n}$$

I_{th} – corrente térmica (A)

I_{cc} – corrente de curto-circuito (A);

m – factor adimensional;

n – factor adimensional;

A secção mínima do barramento será dada por (Faria 2009, p.15):

$$S_{min} = \frac{I_{th}}{k} \sqrt{t}$$

2.3.2.1.3.3. Condição de ressonância

Neste passo procura-se garantir que, aquando da ocorrência de um curto-circuito, a frequência de ressonância própria do barramento, não se encontra perigosamente próxima da frequência eléctrica da instalação. Um condutor rígido, quando apoiado em dois pontos relativamente afastados, está sempre sujeito a oscilações e vibrações, causadas por vários factores, um dos quais, os esforços electrodinâmicos. Enquanto em regime permanente, estes esforços electrodinâmicos são de grandeza desprezável, porém, aquando da ocorrência de um curto-circuito, os esforços aumentam consideravelmente.

No caso de a frequência própria de ressonância do barramento estar próxima da frequência eléctrica da instalação ou dos seus múltiplos, as oscilações poderão aumentar perigosamente. Convém, portanto, garantir que tal não acontece. Para tal, começa-se por consultar três parâmetros inerentes ao barramento escolhido, até ao momento ainda não definidos: Módulo de Elasticidade - E; Momento de Inércia - J; Peso linear - p.

O módulo de elasticidade, ou Módulo de Young, representado pelo símbolo E, quantifica a rigidez de um material sólido. É, como é óbvio, dependente do material utilizado no barramento, e assume os valores presentes na tabela abaixo.

Tabela 2 - Limite de elasticidade - Módulo de Young

LIMITE DE ELASTICIDADE	
Cobre	110 000 N/mm ²
Alumínio	65 000 N/mm ²
Pantal	70 000 N/mm ²

Fonte: Faira (2009)

O momento de inércia é a grandeza que mede a distribuição da massa de um corpo em torno do seu eixo de rotação, bem como a tendência do mesmo para manter o movimento (ou ausência dele) que possui. Depende apenas da forma e dimensões do perfil escolhido.

O peso linear é o peso do perfil por unidade de comprimento e depende tanto da forma e dimensões do perfil escolhido como do material pelo qual é constituído, mais concretamente, da sua densidade.

Desta forma o momento de inércia será (Faria 2009, p.19):

$$J = \pi * \frac{D^4 - d^4}{64}$$

O peso linear será:

$$p = S * \text{massa volumetrica do aluminio}$$

Assim já podemos calcular a frequência da ressonância do tubo (Faria 2009, p.19):

$$f_0 = 112 * \sqrt{\frac{E * J}{p * l^4}}$$

f_0 – frequência de ressonância do barramento (Hz);

E – Módulo de elasticidade do barramento (kg/cm^2);

J – Momento de inércia do barramento (cm^4);

p – peso linear do barramento (kg/cm);

l – vão entre apoios consecutivos (cm).

Por experiência, é sabido que para os valores praticados em subestações, a frequência de ressonância do barramento apenas se pode aproximar da frequência eléctrica ou do seu dobro. Como tal, f_0 , deve-se situar fora do intervalo:

$$[f - 0,1f; f + 0,1f] \cup [2f - 0,1 * 2f; 2f + 0,1 * 2f]$$

Onde:

f – frequência eléctrica da instalação

Para $f = 50\text{Hz}$

$$[45; 55] \cup [90; 110]$$

Caso a frequência de ressonância se situe nesse intervalo “proibido” é necessário efectuar alterações, que passam normalmente por duas alternativas:

- Escolher um novo perfil;
- Definir um novo vão máximo entre apoios consecutivos.

2.3.2.1.4. Efeito Coroa

Para Bolotinha (2022) se o condutor eléctrico atinge a tensão crítica disruptiva, ou seja, adquire um potencial suficientemente elevado para dar lugar a um gradiente de campo eléctrico radial, igual ou superior à rigidez dieléctrica do ar, junto do condutor, produzem-se correntes de fuga, análogas à condutância dos isoladores, provocando perdas de potência. Nos condutores aéreos o fenómeno é visível na escuridão, podendo observar-se um círculo luminoso, azulado e de secção transversal circular. Ao valor de gradiente para o qual o efeito coroa começa a ser denotado visualmente chama-se tensão crítica visual, que é superior à disruptiva.

As perdas por coroa começam a produzir-se a partir do momento em que a tensão crítica disruptiva é menor que a tensão da linha. A tensão crítica disruptiva é dada pela seguinte fórmula, dada por Peek:

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * \delta * m_t * r * 2,302 * \lg\left(\frac{D_{eq}}{r_{eq}}\right) [kV_{ef}]$$

Onde,

δ é o factor de correcção da densidade do ar

$$\log b = \log 76 - \frac{h}{18336}$$

$$\delta = \frac{3,92 * b}{273 + T}$$

b é a pressão barométrica em centímetro de coluna de mercúrio

T é a temperatura média ambiente [° C]

m_c é o coeficiente de rugosidade do condutor:

- 1 para fios em superfícies lisas
- De 0,93 a 0,98 para fios oxidados ou rugosos
- De 0,83 a 0,87 para cabos

m_t é o coeficiente meteorológico:

- 1 para tempo seco
- 0,8 para tempo húmido

r é o raio do condutor [cm].

r_{eq} é o raio do condutor ou equivalente para a viga dos condutores [cm]. Para uma viga de n condutores:

$$r_{eq} = \sqrt[n]{r_c * l^{n-1}} [cm]$$

Onde,

r_c é o raio do subcondutor [cm].

l é a distância entre os subcondutores [cm].

D_{eq} é a distância média geométrica entre fases [cm]. Onde, para três condutores paralelos:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{13} * D_{23}} [cm]$$

Raio médio geométrico:

$$r_{eq} = R_{fase} \sqrt[n]{n \frac{r_{fio}}{R_{fase}}} [cm]$$

2.3.2.2. Cabos de MT

O método utilizado para eleger os cabos no lado de MT é diferente do anterior.

Corrente máxima admissível

É calculada pela seguinte fórmula (Gonçalves 2017, p.44):

$$I_{max} = n * I_{cond} * C_1 * C_2 * C_3$$

n é o número de condutores em paralelo

I_{cond} é a corrente nominal do condutor [A].

C_1 é o coeficiente de correcção por agrupamento de listas de cabos unipolares, em contacto entre si, dispostos sobre estruturas.

C_2 é o coeficiente de correcção pelo aumento de 15°C da temperatura do ar na canalização.

C_3 é o coeficiente de correcção por listas de cabo em paralelo.

Corrente de Curto-circuito admissível

A corrente de CC admissível é dada por (Gonçalves 2017, p.44):

$$I_{cc} = \frac{K * S}{\sqrt{t}}$$

Onde,

K é o coeficiente dependente do tipo de condutor (93 para alumínio e 142 para cobre)

S é a secção do condutor [mm^2]

t é a duração do CC [s]

2.4.Redes de Terra

Segundo Miguel, Castro, Mariano (2011, p.7) a terra de protecção permite a interligação de todas as partes metálicas que possam ser tocadas por pessoas ou animais. Em circunstâncias normais, não existe potencial nestes pontos, mas numa situação de falha, pode surgir uma tensão perigosa pela passagem de uma corrente de defeito.

Não é possível projectar uma rede de terra que seja aplicável em todas as localizações, uma vez que as tensões estão dependentes do local em que a instalação se situa. Factores como a corrente da rede, o tempo de defeito, a resistividade do solo, o material da superfície e o tamanho e forma da rede têm um efeito significativo nos potenciais dentro da subestação e nas suas redondezas (McDonald, 2012).

2.4.1. Funcionalidade

Para o projecto tipo das subestações de distribuição AT/MT, uma ligação à terra segura e eficaz tem como objectivos

1. Assegurar que pessoas nas proximidades da instalação ligada à terra não estejam sujeitas ao perigo de serem electrocutadas.
2. Conduzir correntes eléctricas para a terra em condições normais ou de defeito sem exceder os limites operativos dos equipamentos ou afectar a continuidade de serviço. Portanto, este é um sistema essencial para assegurar a protecção dos equipamentos dispendiosos que se encontram na subestação, com funções importantes para a rede eléctrica, bem como a segurança do pessoal que nela trabalha. Todos os equipamentos da subestação têm a sua massa metálica ligada à malha de terra. Esta malha controla a distribuição de potencial à superfície da terra, algo que tem implicação directa na segurança das pessoas.

A probabilidade de choque eléctrico resultará duma combinação de acontecimentos com alguma aleatoriedade (McDonald, 2012):

- Existência duma corrente de defeito muito elevada relativa à área de aterramento;
- Resistividade do solo e distribuição de correntes de terra que provoque elevados potenciais à superfície;
- Presença de pessoas no local numa posição em que o seu corpo liga dois pontos com elevada diferença de potencial;
- Ausência de resistências de contacto que limitem a corrente a circular no corpo humano.

A malha de terra é responsável pelo escoamento de correntes indesejáveis, tanto originárias de sobretensões de manobra (curto-circuitos, actuação de equipamentos, alteração de topologia, etc.) como de descargas atmosféricas. O escoamento destas correntes para a malha será feito de forma segura se os potenciais criados na superfície da subestação originarem correntes inferiores às suportáveis pelo corpo humano.

2.4.2. Dimensionamento

Os cálculos apresentados de seguida terão por base a norma IEEE Std 80-2000 “*Guide for Safety in AC Substation Grounding*”

2.4.2.1. Seleção do Condutor

A malha de terra tem de resistir às intensidades máximas provocadas pelos defeitos, protegendo assim os equipamentos e as pessoas que se encontram na instalação. O estudo pré-operabilidade que precede o dimensionamento da malha de terra da subestação irá fornecer dados como a corrente de curto-circuito esperada e a resistividade do terreno. Com os dados que se tem em posse, seguindo a norma, a secção do condutor que é usada na malha é obtida por (IEEE Std 80-2000):

$$S = \frac{I * \sqrt{tc * \alpha_r * \rho_r * 1000}}{\sqrt{TCAP + Ln \frac{K_0 + T_M}{K_0 + T_a}}}$$

Onde,

I é a Intensidade máxima para a rede de terras em valor eficaz [kA]

tc é o tempo de duração do defeito [s]

α_r é o coeficiente térmico de resistividade no tempo de referência [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]

$$K_0 = \frac{1}{\alpha_0} [^{\circ}\text{C}]$$

$\alpha_0 = \frac{1}{K_0} [^{\circ}\text{C}^{-1}]$: Coeficiente térmico de resistividade a 0 $^{\circ}\text{C}$ [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]

ρ_r : Resistividade do condutor à temperatura de referência [$\mu\Omega \cdot \text{cm}$]

$TCAP$: Factor de capacidade térmica para o Cu [$\text{J}/\text{cm}^3 \text{ }^\circ\text{C}$]

T_M : Temperatura máxima permissível 200 [$^\circ\text{C}$]

T_a : Temperatura ambiente [$^\circ\text{C}$]

2.4.2.2. Resistência da Malha de Terra

Uma boa malha de terra apresenta uma baixa resistência. Para subestações de transmissão e de grandes dimensões, a resistência da malha é de 1 Ω ou menos. Em subestações de distribuição e de menor dimensão, o seu valor aceitável costuma variar entre 1 Ω e 5 Ω , dependendo da localização (IEEE Std 80-2000).

A obtenção da resistência da malha de terra é um dos primeiros passos para determinar o tamanho e o “layout” básico da estrutura. A resistência da rede de terra é determinada, essencialmente, pelas resistividades e área ocupada do solo pela subestação em questão. Como primeira aproximação, pode ser estimado um valor mínimo da resistência da malha para uma resistividade uniforme do solo, através duma fórmula de uma placa de metal circular à superfície (IEEE Std 80-2000):

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

Onde,

R_g é a resistência da malha de terra da subestação [Ω]

ρ é a resistividade do solo em [$\Omega \cdot \text{m}$]

A é a área ocupada pela rede de terra [m^2]

Obtém-se um limite superior para a resistividade adicionando um segundo termo à fórmula:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L_T}$$

Onde L_T é o comprimento total dos condutores enterrados [m]

2.4.2.3. Corrente de defeito à terra

A corrente de defeito máxima tem de ser determinada, visto que, na área da subestação, vai produzir os maiores aumentos de potencial na terra e gradientes de potencial à superfície. Assim, vai ter influência nas tensões de toque e de passo que se irão verificar. Num sistema eléctrico, vários tipos de falhas podem ocorrer, pelo que é difícil prever qual vai ser o que causa a maior corrente de defeito. Também há que ter em conta o local do defeito e a existência de muitos caminhos paralelos à malha de terra para onde a corrente de defeito pode escoar, pelo que é extremamente difícil determinar o fluxo da corrente (McDonald, 2012).

2.4.2.3.1. Corrente Tolerável pelo corpo humano

Para McDonald (2012) o desempenho correcto da malha, o sistema de terra tem de ser correctamente dimensionado. Este vai ter o cálculo das tensões de toque e de passo como uma das suas bases. Terá de ser considerada a corrente que leva ao fenómeno de fibrilação ventricular, conceito que irá estabelecer o limite tolerável para o corpo. Assim, a intensidade e duração das correntes a 50 Hz ou 60 Hz terão de estar abaixo deste valor.

A equação seguinte dá a corrente tolerável para o corpo humano (McDonald, 2012):

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_s}}$$

Onde,

I_B é corrente máxima suportada pelo corpo humano [A].

t_s é a duração de exposição à corrente [s]

$$k = \sqrt{S_B}$$

$\sqrt{S_B}$ é a constante empírica relacionada com a energia do choque eléctrico tolerada por 99,5% da população.

Para pessoas com, aproximadamente, 50 kg, $k = 0,116$, enquanto para pesos à volta dos 70 kg será $k = 0,157$. Esta equação baseia-se em testes entre períodos de 0,03 s e 3,0 s, não sendo válido para tempos superiores.

2.4.2.4. Rede de Terra Aérea

Os elementos da subestação e seus respectivos equipamentos também necessitam de protecção contra descargas atmosféricas directas. Para tal, usam-se hastes de Franklin na parte superior dos pórticos e em postes erguidos mais alto que o resto dos equipamentos. Estas estruturas aéreas serão projectadas de acordo com o método electrogeométrico, presente na norma do IEEE Std 998.

Este baseia-se no princípio de atracção dos raios pelos elementos de supressão de corrente (hastes de Franklin ligadas à terra), não se dirigindo para os objectos protegidos. Assim, sabendo a distância de descarga, que consiste no raio de acção do pára-raios, pode-se determinar a localização que a estrutura de protecção deve ter relativamente ao objecto a proteger (Gonçalves, 2017 p.52).

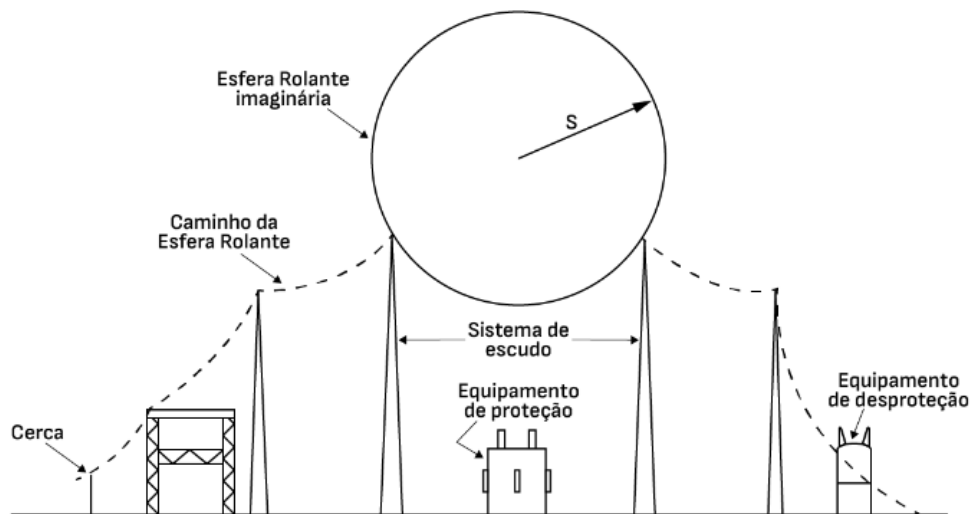


Figura 6 – Princípio da Esfera Rolante

Fonte: IEEE (Std 998, 2012 p.31)

Cada ponto tocado pela esfera representa um ponto exposto a incidência de uma descarga atmosférica, e os captadores lançados têm a função de impedir que a esfera toque a edificação. A

região que está localizada abaixo do percurso da esfera rolante (linha pontilhada) representa a região protegida, conforme mostrado na Figura 9.

2.4.2.4.1. Protecção do Parque Exterior da Subestação

O cálculo da superfície coberta pela protecção aérea realiza-se nos seguintes passos: Calcula-se o raio, determinando-se a superfície coberta a uma dada altura, pela seguinte equação (IEEE Std 998, 2012):

$$r(e) = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(m))^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2}$$

Onde,

$r(e)$ é o raio da circunferência que determina a superfície coberta a uma altura $h(e)$ [m]

S_m é a distância de descarga ou raio de acção da ponta Franklin [m].

$h(m)$ é a altura da ponta Franklin [m].

$h(e)$ é a altura a proteger [m].

Caso sejam necessárias várias hastes de Franklin para a protecção da subestação, para determinar uma cobertura conjunta, têm de se calcular o raio de junção entre as diferentes superfícies de cobertura (IEEE Std 998, 2012):

$$r_{emp} = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2}$$

Em que,

r_{emp} é o raio de junção entre circunferências a uma altura de protecção $h(e)$ [m].

S_m é a distância de descarga ou raio de acção da ponta Franklin [m].

$h(e)$ é a altura a proteger [m].

Com esta informação, distribuem-se as hastes de Franklin e constrói-se o plano de zonas protegidas da subestação.

2.4.2.4.2. Cálculo da probabilidade de descarga

Primeiro realiza-se o cálculo da corrente crítica de descarga [kA], que é feito em função do raio de acção, S_m da haste de Franklin, pela equação (IEEE Std 998, 2012):

$$I_c = 0,041 * S_m^{1,54}$$

Esta corrente representa o valor a partir do qual a descarga é absorvida pela rede de terra se ocorrer na sua área de actuação. A probabilidade de a corrente ser excedida é dada por (IEEE Std 998, 2012):

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}}$$

Sendo, evidentemente, a probabilidade de não ser excedida: $1 - P(I_c)$. Esta é a situação problemática, pois os pára-raios não entram em acção, com a descarga a ocorrer no equipamento da subestação.

2.4.2.5. Escolha dos TC's e TT's

2.4.2.5.1. Transformadores de corrente

O dimensionamento dos transformadores de corrente é indispensável para fornecer informação adequada às funções de protecção e medição, relativa às correntes que circulam na subestação. Os transformadores de corrente devem fazer a transformação de forma precisa e sem entrar em saturação. O valor da resistência do enrolamento secundário influencia a tensão de saturação e a carga total que se liga a ele, sendo relevante para a selecção do TC.

Para a escolha do TC devemos obedecer os seguintes critérios:

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRIC A DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

- a. O TC deve funcionar adequadamente em condição normal de operação (corrente de longa duração) (Kindermann,1999 p.13):

$$I_{p(nomTC)} = k * I_s$$

Onde k é um factor de sobrecarga variável de empresa para empresa.

- a. TC não deve saturar sob condições de falta máxima (Kindermann,1999 p.13):

$$20 * I_{p(nomTC)} = I_{cc}$$

Os níveis de corrente do enrolamento primário dos transformadores de corrente são escolhidos com base nas correntes máximas dos diferentes locais da subestação onde se vão inserir.

- b. tolerância máxima para a corrente e tensão do secundário do TC

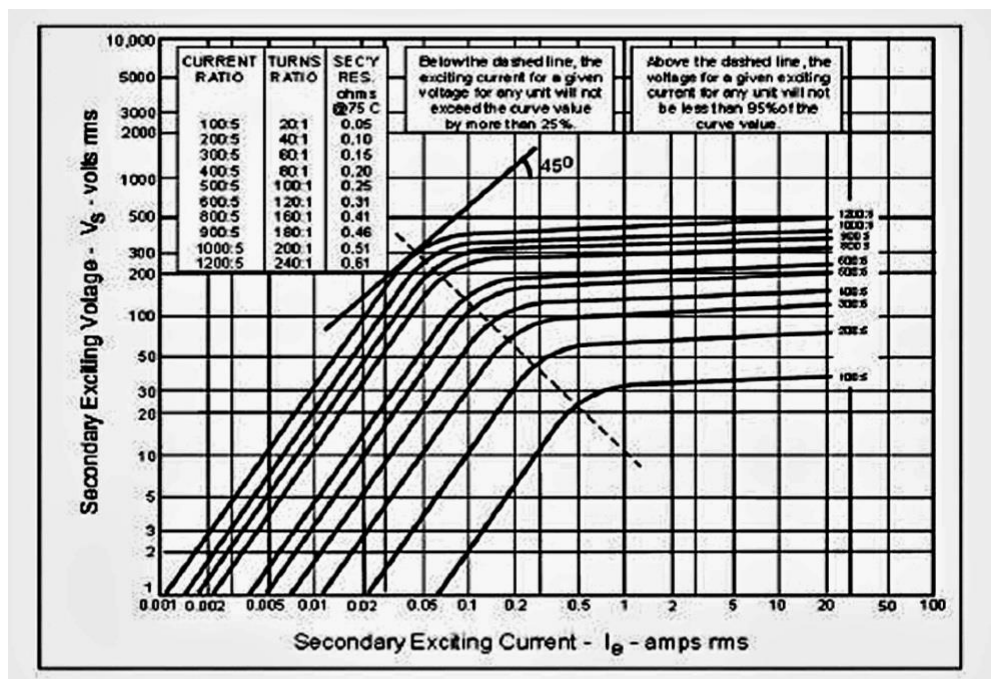


Figura 7 - Curvas de tolerância máxima de saturação

Fonte: Gonçalves (2017 p. 54)

Os cálculos de obtenção do TC baseiam-se na norma IEC 61869-2. Assim, a escolha da resistência do secundário do transformador de corrente é feita pela equação seguinte:

$$R_{CT-calculado} = \frac{RTC_{calculado}}{RTC_{base}} * R_{CT-base}$$

Onde,

$R_{CT-calculado}$: Resistência do secundário do TC a ser calculado.

$R_{CT-base}$: Resistência do secundário do TC a 75 °C, segundo a figura 10.

$RTC_{calculado}$: Relação de transformação do TC a ser calculado.

RTC_{base} : Relação de transformação do TC base, segundo a figura 10.

2.4.2.5.2. Transformadores de Tensão

De acordo com Gonçalves (2017 p.55) os TT's também têm de ser escolhidos com base numa série de cálculos. Estes estão contidos na norma IEC 61869-3, que especifica que os seus núcleos de medida e protecção com carga nominal entre 10 e 100 VA, de forma a cumprir a precisão, devem conter uma carga real entre 25% e 100% da carga nominal.

Os transformadores de tensão de alta tensão geralmente são do tipo capacitivo, este tipo são construídos basicamente com a utilização de dois conjuntos de capacitores que servem para fornecer um divisor de tensão e permitir a comunicação através do sistema carrier.

O transformador de potencial capacitivo é constituído de um divisor capacitivo, cujas células que formam o condensador são ligadas em série e o conjunto fica imerso no interior de um invólucro de porcelana. O divisor capacitivo é ligado entre fase e terra. Uma derivação intermediária alimenta um grupo de medida de média tensão que compreende, basicamente, os seguintes elementos (Mamede 2013, p.397):

- Um transformador de tensão indutivo ligado na derivação intermediária, através de um ponto de conexão, fornecendo as tensões secundárias desejadas.
- Um reator de compensação ajustável para controlar as quedas de tensão e a desfasagem no divisor capacitivo, na frequência nominal, independentemente da carga, porém nos limites previstos pela classe de exatidão considerada.

podem levar à disrupção dos mesmos ou até mesmo à sua destruição, o que coloca em causa a fiabilidade e a continuidade de serviço do sistema (Queiros, 2013 p.8).

Na norma IEC 60071 estabelecem-se os níveis de isolamento aplicáveis ao projecto. De acordo com a altura a que se encontram instalados os equipamentos na subestação, os níveis de isolamento diferenciam-se por:

- Isolamento interno: no qual a altitude da subestação não tem influência;
- Isolamento externo: onde ocorrem variações importantes nas propriedades de isolamento do ar em função da altitude a que se encontram os equipamentos.

Ainda com base na mesma norma (IEC 60071), as solicitações de tensão podem-se classificar em diferentes origens:

- Tensões permanentes (à frequência industrial);
- Sobretensões temporárias (origem por defeitos à terra ou por perdas de carga);
- Sobretensões de frente lentas;
- Sobretensões de frente rápidas;
- Sobretensões combinadas.

É de salientar ainda que as sobretensões podem surgir em qualquer nível de tensão, sendo caracterizadas pelas suas amplitudes, duração e forma de onda.

2.5.Arranjo físico

O primeiro passo do projecto é a definição do arranjo da futura subestação com base em estudos de cada caso. Sua escolha é feita em conformidade com os documentos da Direcção de Operação de Sistema (DOS), e é um factor fundamental para a nova subestação, pois influencia o novo sistema durante toda sua vida útil.

Frontin (2013) afirmou que o termo “configuração de barra” ou “arranjo dos barramentos” pode ser entendido como a maneira que os equipamentos do pátio de manobra da subestação estão conectados, ou seja, a conectividade eléctrica da subestação. O termo “arranjo físico” pode ser entendido como a maneira com que os equipamentos estão dispostos fisicamente no pátio de manobras de forma a atender a configuração de barras do sistema (p.82).

2.5.1. Barra simples

O arranjo em barras simples é uma das configurações mais simples de barramentos, geralmente utilizada em subestações de pequeno porte em média e alta tensão, aplicadas em subestações de distribuição ou subestações industriais que atendam cargas específicas (Azevedo, 2015)

A figura a seguir mostra um arranjo em barra simples com duas linhas de transmissão alimentando dois transformadores. Se o sistema for redundante, simples falhas ou manutenções programadas envolvendo o barramento e as chaves seccionadoras tornam a subestação indisponível.

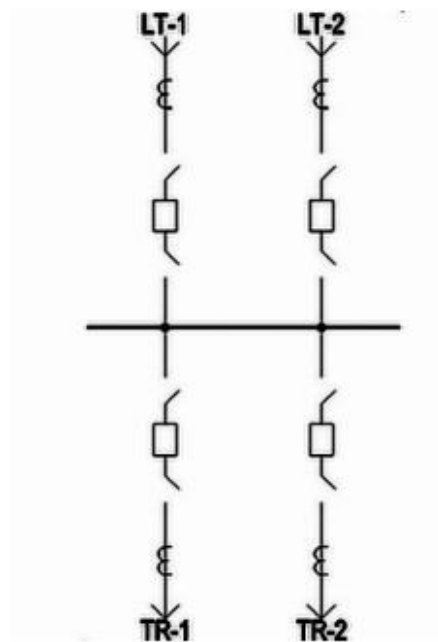


Figura 9 - Arranjo em barra simples

Fonte: Frontin (2013 p. 85)

Uma alternativa para melhorar a flexibilidade operativa pode ser verificada na figura:

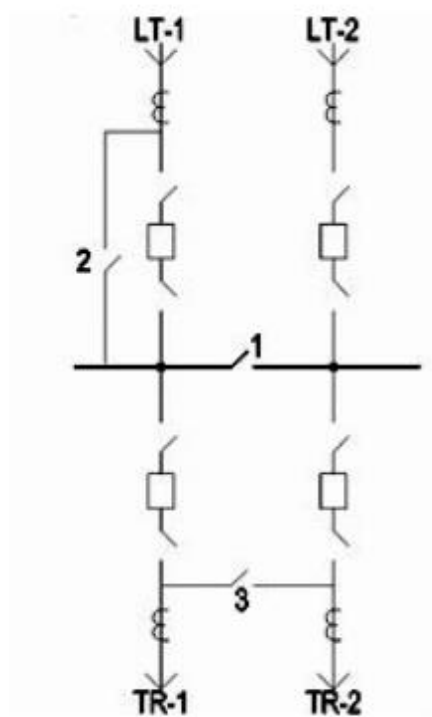


Figura 10 - Opções de melhorias para o arranjo em barra simples

Fonte: Frontin (2013 p. 87)

Introduzindo-se um seccionamento de barra da instalação com a chave seccionadora 1, parte da subestação é recuperada em caso de falhas, melhorando sua disponibilidade. Outra opção é a instalação de chaves bypass nos disjuntores, como a chave seccionadora 2, que permite manutenções e reparos nos disjuntores sem desligar elementos da transmissão. Neste caso a protecção da linha LT-1 passa a ser feita pelos disjuntores remanescentes, expondo a subestação a um desligamento temporário. Uma terceira alternativa é a instalação de uma chave transversal (chave seccionadora 3), entre os transformadores, de forma que um disjuntor possa proteger dois transformadores temporariamente, para liberar um dos disjuntores. É importante observar se a capacidade nominal dos equipamentos dos bays (conhecidos também como vãos ou terminais) é compatível com a necessidade do sistema (Frontin 2013, p.87)

2.5.2. Barra principal e transferência

A Figura 3 mostra a configuração do arranjo em barra principal e transferência. É utilizado em subestações de distribuição e subtransmissão, podendo ser encontrado em alguns casos de subestações de transmissão. Neste arranjo, um disjuntor é liberado com o auxílio do bypass, da barra do vão de transferência, mantendo-se a protecção individual de cada circuito. Não é necessário que haja desligamentos para realização de manobras e pode ser liberado somente um disjuntor de cada vez (Azevedo, 2015).

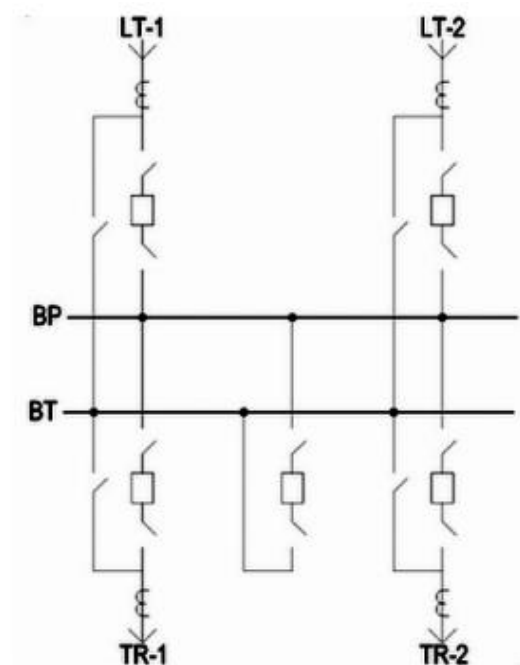


Figura 11 - Arranjo em barra principal + barra de transferência

Fonte: Frontin (2013 p. 88)

Para Frontin (2013, p.88) processo de manobras, ocorre a transferência do disjuntor dos vãos para o disjuntor de transferência de forma automática, realizadas pelos dispositivos de protecção e controle. Quando o sistema está sincronizado na barra de transferência, a tensão e frequência é praticamente a mesma para todos os segmentos de barra. Com isso, fecham-se as chaves do disjuntor de transferência, alimentando a barra de transferência. Logo em seguida, fecha-se a chave bypass do vão desejado, abre-se o disjuntor do vão e, em seguida suas chaves, liberando o dispositivo para reparos e manutenção.

Esta configuração apresenta certa flexibilidade para manutenção e reparos, mas sua flexibilidade operativa é limitada, pois opera somente um barramento que limita a sua disponibilidade para ocorrência de falhas na barra e seccionadoras. Outra desvantagem é que para sua expansão, deve-se desligar todo sistema.

2.5.3. Anel

Barramento que forma um circuito fechado por meio de dispositivos de manobras. Este esquema também secciona o barramento, com menos um disjuntor, se comparada com a configuração de barramento simples seccionado. O custo é aproximadamente o mesmo que a de barramento simples e é mais confiável, embora sua operação seja mais complicada. Cada equipamento (linha, alimentador, transformador) é alimentado por dois disjuntores separados (Leão, 2009).

Em caso de falha, somente o segmento em que a falha ocorre ficara isolado. A desvantagem é que se um disjuntor estiver desligado para fins de manutenção, o anel estará aberto, e o restante do barramento e os disjuntores alternativos deverão ser projectados para transportar toda a carga. Cada circuito de saída tem dois caminhos de alimentação, o tornado mais flexível.

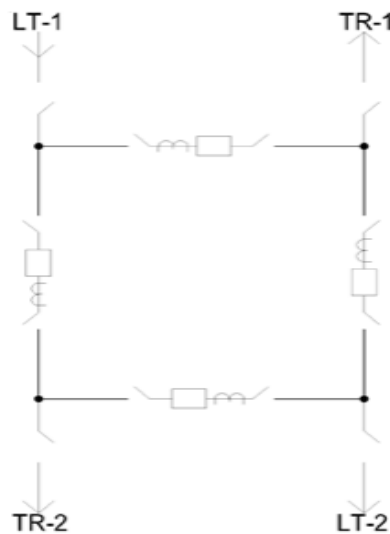


Figura 12 – Configuração em anel simples

Fonte: Frontin (2013 p. 88)

2.5.4. Anel Múltiplo

Para barras do sistema eléctrico em que é necessário maior segurança e disponibilidade, a configuração em anel múltiplo será mais adequada. A configuração continua a ser económica, conectam-se oito circuitos com apenas nove disjuntores.

Neste porte, a instalação de um segundo laço eléctrico, contíguo ao primeiro, conduz à estabilidade da configuração para os eventos descritos anteriormente. Isto se, sempre que um circuito for desligado, a configuração da subestação for recomposta, fechando-se os disjuntores dos circuitos que estão fora de serviço. As dificuldades relativas à expansão da subestação não são minoradas em relação à configuração anterior (Frontin, 2013 p.88)

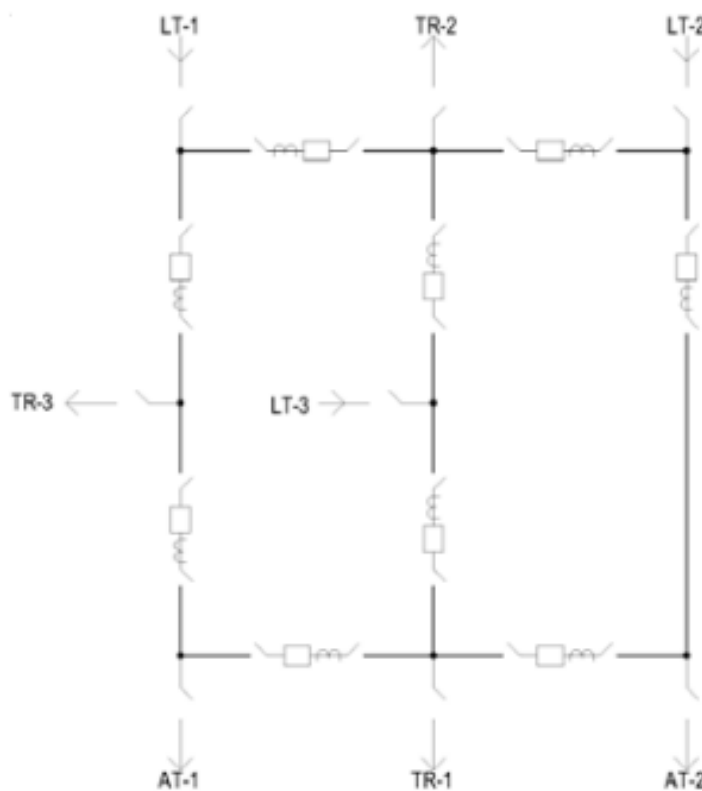


Figura 13 – Configuração em anel múltiplo

Fonte: Frontin (2013 p. 88)

CAPÍTULO III: METODOLOGIA

3.1. Metodologia

Segundo Couto (2022) o projecto eléctrico de uma subestação é constituído por várias etapas, sendo necessário realizar um conjunto de cálculos justificativos que preceda ao dimensionamento e escolha dos equipamentos a utilizar na subestação a construir.

E para o alcance dos resultados que se esperam, é sabido que a metodologia é a lógica geral da investigação ou do projecto que se pretende realizar.

3.1.1. Quanto a natureza: pesquisa aplicada

Esta pesquisa tem como objectivo gerar conhecimentos para aplicação prática e é dirigido à solução de problemas específicos, envolvendo interesses locais (Prodanov e Freitas, 2013). Neste trabalho será usada a pesquisa aplicada pois esta tem finalidade de solução de problema específico de melhoria na qualidade de fornecimento de energia eléctrica através de implementação de projecto de uma subestação eléctrica.

3.1.2. Quanto aos objectivos: pesquisa descritiva

Segundo Pronadov e Freitas (2013) a pesquisa descritiva simplesmente descreve factos observados e sem alterar ou interferir. Os efeitos e mudanças que o projecto da subestação trará na rede eléctrica em relação a melhoria na qualidade de fornecimento de energia electrica são descritos sem alteração na rede nacional de energia eléctrica.

3.1.3. Quanto aos procedimentos técnicos: pesquisa bibliográfica

Será elaborada a partir de material publicado, nomeadamente, artigos científicos, livros, monografias, dissertações, teses com o objectivo de se ter um contacto directo com o material já escrito sobre o assunto da pesquisa (Prodanov e Freitas, 2013).

Manuais e outros documentos de disciplinas leccionadas ao longo do curso, relacionadas à matérias de projectos de instalações eléctricas, são considerados de grande importância.

3.1.4. Quanto a forma de abordagem de dados: pesquisa qualitativa e quantitativa

Prodanov e Freitas (2013, p.70) na pesquisa qualitativa o pesquisador mantém contacto directo com o ambiente e o objecto de estudo em questão, necessitando de um trabalho mais intensivo de campo. Além de colher sensibilidades sobre o assunto através de visitas a empresa Electricidade De Moçambique, esta irá traduzir em números opiniões e informações para análise e classificações.

3.1.5. População e amostra

3.1.5.1. População

Para Franke (2014, p.3), população é um conjunto de elemento do sobre os quais se desejam informações, ou seja, o nosso universo se estudo. A população para esta pesquisa é o consumidor de energia eléctrica da rede nacional.

3.1.5.2. Amostra

De acordo com Franke (2014, p.3) é todo o subconjunto de elementos retirados de uma população, para obter informações sobre essa população. A amostra para essa pesquisa será os consumidores de energia eléctrica da Cidade da Matola especificamente no bairro do Lingamo e proximidades.

3.1.6. Quanto a técnica de colecta de dados: análise documental

Visto que serão consultados catálogos, documentos internos da empresa, para se ter uma base de conhecimentos científicos, filosofias de funcionamento, de matérias tecnológicas de todos sistemas envolvidos no projecto, de modo a facilitar e dar credibilidade ao processo projecção geral.

O uso de “softwares” para efeitos de cálculos, dimensionamentos e desenhos, também como o uso de material electrónico, como computador e o recurso a internet serão de extrema importância para o desenvolvimento do projecto.

3.1.7. Área de estudo

O presente estudo foi realizado na Electricidade De Moçambique (EDM) que é uma empresa pública do grupo A, que tem como objectivo principal fornecimento de energia eléctrica. Para efeito, a EDM responsabiliza-se pela Produção, Transmissão, Distribuição e Comercialização da Energia Eléctrica para que chegue ao cliente com boa qualidade (Tensão e frequência constante).

O projecto foi direccionado a Direcção de Operação de Sistema (DOS) que tem como atribuições:

- Gerir a Rede Nacional de Transporte;
- Garantir acesso à Rede Nacional de Transporte para concessionárias de Produção de energia, Redes de Transporte, clientes de grande porte e redes de distribuição, de acordo com as disposições legais e normas regulamentares;
- Participar na definição da estratégia de enquadramento de novos projectos e iniciativas de desenvolvimento de negócios relacionados com o sector;
- Supervisionar e assegurar o cumprimento das actividades de rotina de manutenção e dos projectos em curso.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS

4. Projecto da SE Lingamo

A Subestação Eléctrica do Lingamo terá três finalidades principais, nomeadamente: alimentar a futura Cidadela de Matola, servir de redundância para as subestações de Matola – Rio, Central Térmica de Maputo (CTM) e Machava na alimentação das cargas que actualmente não estão conectadas as mesmas e por último, servirá de reforço a capacidade de alimentação na zona industrial do Lingamo que tem apresentado crescimento ao longo dos anos.

A Subestação Eléctrica do Lingamo poderá ser alimentada a uma tensão de 66kV da linha existente na DL14 proveniente da subestação eléctrica Matola 275, com capacidade de 120MVA que alimenta directamente a SE Matola – Rio e tem um T-off (Ramal) para LIMAK, no local onde se encontra fixo o T-off (Ramal) é o mesmo previsto para a instalação da SE Lingamo. Sendo que a SE Lingamo terá uma configuração “in and out” no barramento de 66kV que permitirá dar continuidade a alimentação da Matola - Rio, e por sua vez, a SE Matola – Rio poderá alimentar a SE Lingamo através do mesmo barramento de 66kV, tendo em conta a configuração em anel da rede eléctrica, a alimentação da LIMAK também será feita através do mesmo barramento.

4.1. Levantamento de carga existente na localidade de Lingamo e proximidades

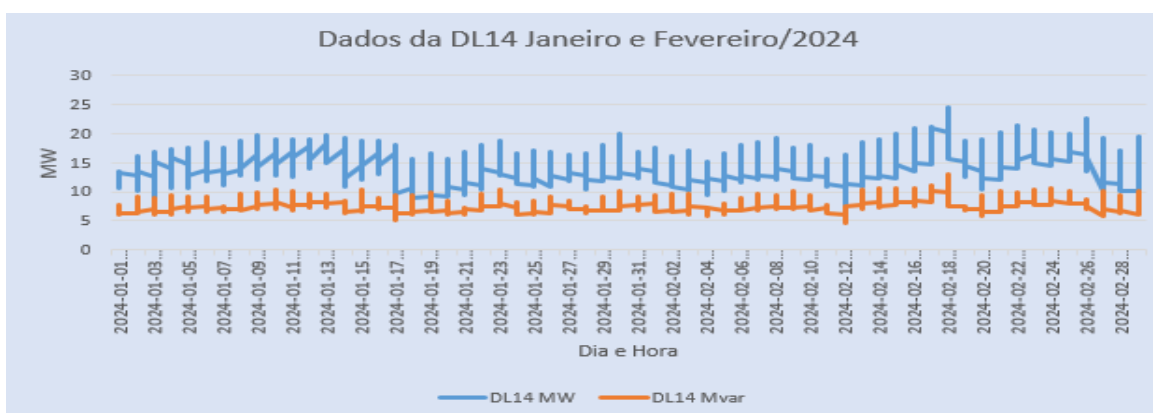


Gráfico 1 - Dados da DL14 Janeiro e Fevereiro

Fonte: EDM (2024)

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

A zona do Lígano é alimentada por uma linha que tem origem na subestação eléctrica da antiga Central Térmica de Maputo (SE CTM) designadamente EL4 de 33kV, com linhas alternativas de outras subestações para sua alimentação. A carga predominante é industrial.

Nos gráficos em anexo está ilustrado o perfil de carga do mês de Janeiro e Fevereiro do ano 2024, porém, a carga é registada as 10h, 15h, 18h, 19h, 20h e 21h. De sublinhar que a empresa Electricidade de Moçambique, entidade esta responsável pelo sector energético do país, não possui arquivo histórico das cargas. A carga máxima registada na linha EL4 é 2.3 MW.

A linha de transmissão DL14 de 66kV com capacidade máxima de 120 MVA que será a linha principal de alimentação da SE Lingamo no ano 2024, registou uma carga máxima de 24,69 MW de potência activa e 13,9 MVar de potência reactiva, calculando $S_u = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{24,69^2 + 13,9^2}$, o que resulta em 28.3 MVA, aproximadamente 23,5% da capacidade na linha. O gráfico acima ilustra o perfil da carga do mês de Janeiro e Fevereiro.

4.2.Especificações da Linha de Transmissão DL14

Tabela 3 –Especificações da linha de transmissão DL14

Barramento Inicial	Matola 275
Barramento Final	Boane
Nível de tensão	66 kV
Comprimento	21.9 km
Ano de Instalação - 1996	Renovação- 2023
Tipo de Condutor	Lisbon AAAC
R Ω	0.0896 Ω /km
X Ω	0.225 Ω /km
Smax	120 MVA
Icc	21,4 kA

Fonte: EDM – DOS (2024)

CAPÍTULO V: DISCUSSÃO

5. Metodologia de desenvolvimento de um Projecto Eléctrico da Subestação a ser implementada na localidade de Lingamo - SE Lingamo

5.1. Localização óptima da Subestação

O Município da Matola localiza-se na parte sul de Moçambique, dentro da província de Maputo. Ocupa uma área de 36.840 hectares e situa-se aproximadamente entre os paralelos 25° 50' 36" de latitude Sul e entre meridianos 32° 24' 02" e 32° 35' 12" de longitude Este. A localidade de Lingamo, espaço geográfico a ser implementado o projecto, está localizada no Município da Matola, no posto administrativo da Matola Sede, é composta por 13 bairros, sendo que Lingamo faz parte do bairro Matola A.



Figura 14 – Zona Industrial do Lingamo

Fonte: Autor (2024)

De forma a minimizar as perdas nos circuitos de média tensão que serão aplicados para distribuição de energia e favorecer a construção da subestação num terreno óptimo, a localização da subestação teve em conta os seguintes factores:

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

- A SE estará localizada na zona industrial do Lingamo, que é o centro de carga de forma a minimizar as perdas dos circuitos de MT;
- É uma zona onde apresenta menor movimento de terras possível e não é propensa a ocorrência de inundações;
- A localização da SE foi escolhida de forma que à saída da linha tenha o mínimo de ligações possíveis;
- A localização permitirá aproveitar os caminhos de acesso a linha de transmissão DL14 e distribuição já existentes na zona industrial do Lingamo.

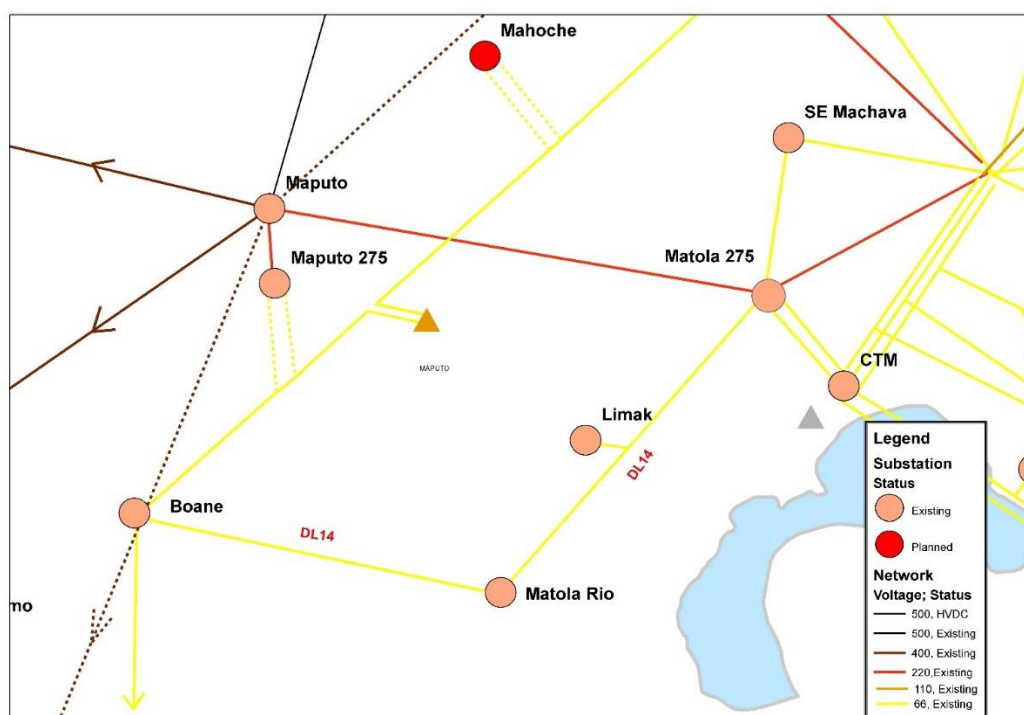


Figura 15 – Mapa da Linha DL14 faz o percurso SE Matola275-SE Limak- SE Matola Rio e SE Boane.

Fonte: EDM (2024)

5.2. Cálculos Justificativos

Para começar o projecto eléctrico, é necessário fazer o cálculo das correntes nos níveis de 66 kV e 33 kV, em funcionamento permanente e em regime de curto-circuito.

5.2.1. Cálculo de Correntes

Corrente no painel da entrada da linha DL14-A 66 kV:

$$I_{l1} = \frac{S_{l1}}{\sqrt{3} * U} = \frac{120 * 10^6}{\sqrt{3} * 66 * 10^3} = 1049,7A$$

Corrente no painel da entrada da linha DL14-B 66 kV:

$$I_{l2} = \frac{S_{l2}}{\sqrt{3} * U} = \frac{120 * 10^6}{\sqrt{3} * 66 * 10^3} = 1049,7A$$

Corrente no painel da saída da linha LIMAK 66 kV:

$$I_{l3} = \frac{S_{l3}}{\sqrt{3} * U} = \frac{5 * 10^6}{\sqrt{3} * 66 * 10^3} = 43,7A$$

Corrente no painel da entrada do Transformadores 66kV:

$$I_p = \frac{S_T}{\sqrt{3} * U} = \frac{40 * 10^6}{\sqrt{3} * 66 * 10^3} = 349,9A$$

Corrente no painel da saída do Transformadores 33kV:

$$I_s = \frac{S_T}{\sqrt{3} * U} = \frac{40 * 10^6}{\sqrt{3} * 33 * 10^3} = 699,8A$$

5.2.2. Regime de Curto-circuito

No Lado 66 kV

A corrente de curto-circuito previsível máxima na entrada da subestação de acordo com os dados da EDM é 21,4kA, com esse dado é possível calcular a potência de curto-circuito.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U} \rightarrow S_{cc} = \sqrt{3} * U * I_{cc}$$

$$S_{cc} = \sqrt{3} * 66.10^3 * 21,4.10^3 = 2446,3 \text{ MVA}$$

Os equipamentos da subestação deverão ser projectados para suportar correntes superiores a este valor.

No Lado 33 kV

Para a análise do curto-circuito do lado de 33 kV partimos de algumas considerações:

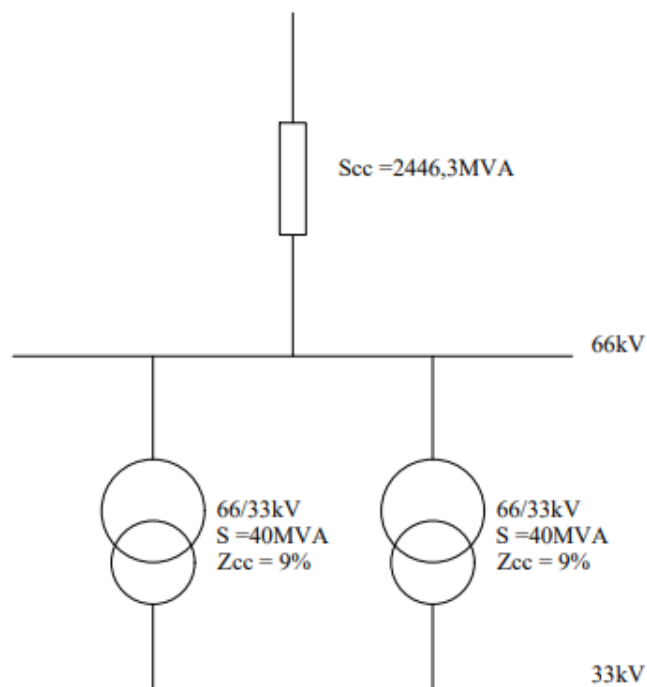


Figura 16 - Curto-circuito no barramento de 33 kV

Fonte: Autor (2024)

A impedância dos transformadores apresentada no esquema acima, referem-se aos valores das impedâncias dos transformadores usados nas subestações da EDM, sobretudo, nos últimos projectos concedidos para as subestações.

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

Começa-se por calcular a impedância equivalente do circuito. Para tal, convertem-se as magnitudes eléctricas em valores por unidade (p.u.) para simplificar os cálculos.

$$S_b = 40MVA, U_b = 66kV, 33kV$$

Rede de 66kV

$$S_{cc} = 2446,3 MVA$$

$$X_{66} = U^2(p.u.) * \frac{S_b}{S_{cc}} = 1 * \frac{40.10^6}{2446,3.10^6} = 0,016 p.u.$$

Transformadores de potência:

$$Z_{cc} = 9\%$$

$$S = 40 MVA$$

$$U_b = 66kV$$

$$X_T = \frac{Z_{cc}}{100} * \frac{U}{U_b} * \frac{S_b}{S} = \frac{9}{100} * \frac{66}{66} * \frac{40}{40} = 0.09 p.u.$$

A reactância equivalente da rede é a soma da linha e dos transformadores, tendo em conta os dois transformadores em paralelo:

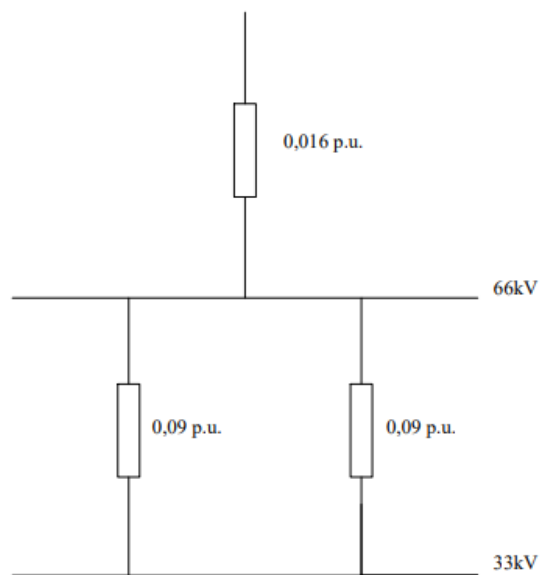


Figura 17 - Curto-Circuito no barramento de 33kV com valores em p.u.

Fonte: Autor (2024)

$$X_{eq} = X_{66} + \frac{X_{T1} * X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}}$$

$$X_{eq} = Z_{eq} = 0,016 + \frac{0,09 * 0,09}{0,09 + 0,09} = 0,061 \text{ p.u.}$$

Assim, calcula-se a corrente de curto-circuito instantâneo no barramento de 33 kV:

$$S_{cc33} = \frac{S_b}{Z_{eq}} = \frac{40.10^6}{0,061} = 655,7 \text{ MVA}$$

$$I_{cc33} = \frac{S_{cc33}}{\sqrt{3} * U} = \frac{655,7.10^6}{\sqrt{3} * 33.10^3} = 11,47 \text{ kA}$$

Conclui-se então que o estudo de curto-circuito realizado estabeleceu que as celas de MT vão suportar uma corrente de curto-circuito até 25kA, pelo que é superior ao máximo que se vai verificar (11,47 kA), estando o sistema bem dimensionado.

5.2.3. Dimensionamento de Condutores e Barramentos

5.2.3.1.Lado 66 kV-Linha

O condutor da linha de entrada e saída de 66 kV, foi dimensionada pela concessionária EDM tendo em conta os factores como corrente máxima, temperatura ambiente, velocidade do vento e radiação solar. Assim, considerando as condições mais desfavoráveis, os valores das variáveis do condutor existente **ACCC LISBON**.

A operação do cabo caracteriza-se por:

- A temperatura de operação do condutor em condição de regime permanente ser de 75 °C.
- A temperatura máxima admissível de curta duração do condutor é de 175 °C.

- A temperatura ambiente considera-se 30 °C.
- A potência máxima estimada para o condutor em condição de regime permanente é de 120 [MVA].
- Os coeficientes de emissividade e de absorção solar, consideram-se ambos de magnitude igual a 0.5.
- Considera-se uma velocidade do vento de 0.61 [m/s].

5.2.3.2.Lado 66 kV-Transformador

Para se estabelecer uma secção adequada para o condutor em 66 kV na subestação eléctrica, foi necessário ter em conta também os factores corrente máxima, temperatura ambiente, velocidade do vento e radiação solar. Assim, considerando as condições mais desfavoráveis, os valores das variáveis do condutor analisado foi **ACCC ZADAR** podem ser vistos na tabela em anexo.

A operação do cabo caracteriza-se por:

- A temperatura de operação do condutor em condição de regime permanente de 75 °C.
- A temperatura máxima admissível de curta duração do condutor é de 200 °C.
- A temperatura mínima 25 °C.
- A temperatura ambiente considera-se 25 °C.
- A potência máxima estimada para o condutor em condição de regime permanente é de 40 [MVA].
- Os coeficientes de emissividade e de absorção solar, consideram-se ambos de magnitude igual a 0.5.
- Considera-se uma velocidade do vento de 0.61 [m/s].

Assim, baseando-se na norma “IEEE Std 738”, realizam-se de seguida cálculos de dimensionamento do condutor, para verificar se este cumpre as exigências do projecto.

Capacidade do condutor em Regime Permanente

Corrente Máxima Admissível

Para obter a corrente máxima admissível que possa circular no condutor **ACCC ZADAR**, faz-se primeiro, os cálculos dos factores necessários:

$$I_{ADM} = \sqrt{\frac{q_C + q_R - q_S}{R(T_C)}}$$

Potência dissipada por convecção:

$$q_C = \left[1,01 + 0,371 * \left(\frac{D\rho V}{\mu} \right)^{0,52} \right] * k * (T_C - T_a) \left[\frac{W}{ft} \right]$$

$$q_C = \left[1,01 + 0,371 * \left(\frac{0,672 * 0,074 * 7204,724}{0,044} \right)^{0,52} \right] * 0,00795 * (75 - 25) \left[\frac{W}{ft} \right]$$

$$q_C = 16,33 \left[\frac{W}{ft} \right] = 53,57 \left[\frac{W}{m} \right]$$

Potência dissipada por radiação

$$q_R = 0,138 * D * \varepsilon * \left[\left(\frac{T_C + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \left[\frac{W}{ft} \right]$$

$$q_R = 0,138 * 0,672 * 0,5 * \left[\left(\frac{75 + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{25 + 273}{100} \right)^4 \right] \left[\frac{W}{ft} \right]$$

$$q_R = 3,14 \left[\frac{W}{ft} \right] = 10,31 \left[\frac{W}{m} \right]$$

Potência absorvida do sol:

$$q_S = \alpha * A' * Q_e * \text{sen}(\theta)$$

$$q_S = 0,5 * 0,001 * 96 * \text{sen}(90)$$

$$q_s = 0.048 \left[\frac{W}{ft} \right] = 0,157 \left[\frac{W}{m} \right]$$

Resistência do condutor à temperatura de regime permanente

$$R(T_c) = \left[\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right] * (T_c - T_{low}) + R(T_{low}) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$
$$R(T_c) = \left[\frac{0.1715 - 0,1569}{75 - 25} \right] * (75 - 25) + 0,1569 = 0,1715 * 10^{-3} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Substitui-se na fórmula da corrente máxima admissível, obtendo:

$$I_{ADM} = \sqrt{\frac{53,57 + 10,31 - 0,157}{0,1715 * 10^{-3}}} = 609,55A$$

Corrente permanente no condutor

A corrente que se vai verificar no condutor, de forma contínua:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{40 * 10^6}{\sqrt{3} * 66 * 10^3 * 0,8} = 437,38A < 609,55A$$

Dos cálculos anteriores, podemos concluir que o condutor **ACCC ZADAR** cumpre com os requisitos, podendo, em regime permanente, transmitir a capacidade máxima das linhas pelo ramo respectivo.

Capacidade do condutor em termos de Curto-Circuito

Para o cálculo da capacidade de curto-circuito do barramento considera-se que:

- Não há trocas de calor com o ambiente;

- Todo o calor gerado se aplica em aumentar a temperatura do condutor.

A capacidade do condutor em curto-circuito é determinada pela seguinte fórmula:

$$\left(\frac{I_{cc}}{S}\right)^2 * t = K * \ln\left(\frac{1 + \alpha_{20}(T_2 - 20)}{1 + \alpha_{20}(T_1 - 20)}\right) [kA]$$

$$\left(\frac{I_{cc}}{180,3}\right)^2 * 1 = 2,248 * 10^{-2} * \ln\left(\frac{1 + 0,00347 * (200 - 20)}{1 + 0,00347 * (75 - 20)}\right) [kA] = 15,06 kA$$

A corrente de Curto-circuito nos terminais do transformador será:

$$I_{ccT} = \frac{I_p}{Z_{cc\%}} = \frac{349,9}{0,09} = 3,88kA$$

Sendo I_p valor da corrente no primário do transformador.

Esta é a corrente máxima de curto-circuito suportada por fase por este condutor. Sendo superior à corrente de curto-circuito verificada para o circuito de na zona da entrada do transformador 66kV (3,88 kA), o cabo é perfeitamente adequado.

Efeito Coroa

A tensão crítica disruptiva é dada por:

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * \delta * m_t * r * 2,302 * \lg\left(\frac{D_{eq}}{r_{eq}}\right) [kV_{ef}]$$

Raio médio geométrico:

$$r_{eq} = R_{fase} \sqrt[n]{n \frac{r_{fio}}{R_{fase}}} [cm] = 0,895 \sqrt[21]{21 \frac{0,355}{0,895}} [cm] = 0,99cm$$

Diâmetro médio geométrico

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{13} * D_{23}} [cm] = \sqrt[3]{150 * 300 * 150} = 188,988 [cm]$$

Densidade do ar para uma altura de 10 m:

$$\log b = \log 76 - \frac{10}{18336}$$

$$b = 75,9 \text{ cm.Hg}$$

Factor de correcção da densidade do ar para 30 °C:

$$\delta = \frac{3,92 * 75,9}{273 + 30} = 0,98 [^{\circ}/1]$$

Coefficiente de rugosidade do condutor: $m_c = 0,85$, substitui-se todas as variáveis na equação para obter:

m_t é o coeficiente meteorológico:

- 1 Para tempo seco

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * \delta * m_t * r * 2,302 * \lg\left(\frac{D_{eq}}{r_{eq}}\right) [kV_{ef}]$$

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * 0,85 * 0,98 * 1 * 0,895 * 2,302 * \lg\left(\frac{188,988}{0,99}\right) = 142,06 [kV_{ef}]$$

- 0,8 Para tempo húmido

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * 0,85 * 0,98 * 0,8 * 0,895 * 2,302 * \lg\left(\frac{188,988}{0,99}\right) = 114,29 [kV_{ef}]$$

Tendo em conta que o clima na localidade de Lingamo é predominantemente seco, a tensão crítica disruptiva para este caso, apresenta um valor superior à tensão nominal no cabo e o valor máximo de funcionamento do equipamento. Podemos então aferir que não existirá efeito de coroa no condutor.

Após estes cálculos, concluímos que o cabo de alumínio **ACCC ZADAR**, cumpre os requisitos para transporte de energia na subestação SE LINGAMO de AT, em condições normais, de curto-

circuito e tem ausência de efeito de coroa.

5.2.3.3. Dimensionamento de barramento

O método de dimensionamento de barramentos adoptado é o método sugerido na disciplina de Projecto de Instalações Eléctricas, sendo este retirado da norma CEI865-1, com algumas simplificações.

Resistência mecânica ao curto-circuito

Para o cálculo de I_{ch} , a corrente de o factor χ será determinado pelo ábaco da corrente BBC70668 do MIEBBC ilustrado na figura abaixo. Assim, a corrente de curto-circuito será a da linha de entrada.

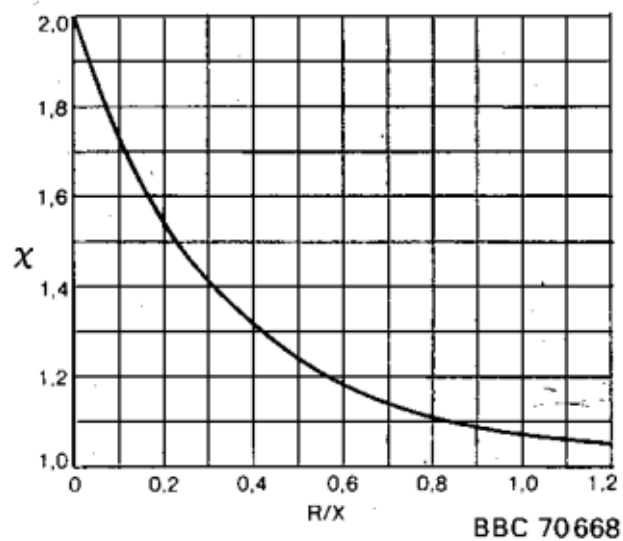


Figura 18 - Ábaco da corrente BBC70668 do MIEBBC

Fonte: Faria (2009)

Calculando R/X da linha **ACCC LISBON**:

$$\frac{R}{X} = \frac{0,0918}{0,220} = 0,41$$

Tendo em conta o ábaco: $\chi \approx 1,3$

Logo, a Corrente de Choque será:

$$I_{ch} = \chi * \sqrt{2} * I_{cc''} = 1,3 * \sqrt{2} * 21,4 * 10^3 = 39,34kA$$

A seguir calculamos a força electromagnética exercida sobre os perfis percorridos pela corrente de choque aquando da ocorrência de um curto-circuito e é dada pela expressão:

$$F_e = 0.2 * I_{ch}^2 * \frac{l}{a} = 0.2 * (39,34)^2 * \frac{4}{1.5} = 957,44 N * 0,102 = 84,19kgf$$

Considerando os valores mínimos estabelecidos:

$l - 4m$

$a - 1,5m$

Assim, resulta o momento flector:

$$mf = \frac{F_e * l}{16} = \frac{84,19 * 400}{16} = 2104,75kgf/cm$$

Esforços térmicos devido ao curto-circuito

De seguida verificam-se os esforços térmicos devidos ao curto-circuito, começando por calcular I_{th} e a secção mínima:

$$I_{th} = I_{cc} * \sqrt{m + n}$$

Consultando os ábacos BBC 736966 do MIEBBC obtém-se:

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

$$m = 0 \rightarrow \begin{cases} \chi = 1,3 \\ t = 0,6s \end{cases}$$

Foi considerado $I_{cc''} = I_{cc}$ logo:

$$\frac{I_{cc''}}{I_{cc}} = 1$$

$$n = 1 \rightarrow \begin{cases} 1 \\ t = 0,6s \end{cases}$$

$$I_{th} = 21,4 \cdot 10^3 * \sqrt{0 + 1} = 21,4 \cdot 10^3$$

A secção mínima do barramento será dada por:

$$S_{min} = \frac{I_{th}}{K} \sqrt{t} = \frac{21,4 \cdot 10^3}{104} \sqrt{0,6} = 159,38mm^2$$

K é um factor adimensional que quantifica a rapidez com que o condutor entra em fadiga térmica, e cujos valores utilizados se encontram na tabela abaixo.

Tabela 4 - Tabela do factor k em cada material

FACTOR K	
Condutores nus em cobre	159
Condutores nus em alumínio	104
Condutores nus em liga de alumínio	97

Fonte: Faira (2009)

Tendo em conta o valor da corrente eléctrica da linha em regime permanente o barramento tubular tem as seguintes características:

- Diâmetro Exterior – D = 63mm
- Espessura – exp = 4mm

- Diâmetro interior – $d = 55\text{mm}$
- Secção – $S = 741\text{mm}^2$

Condição de ressonância

Consultando três parâmetros inerentes ao barramento escolhido, até ao momento ainda não definidos: Módulo de Elasticidade E ; Momento de Inércia - J ; Peso linear - p .

O Limite de elasticidade do alumínio será consultado na tabela 2, que será, $E = 65\,000\text{N/mm}^2$.

Desta forma, o momento de inércia será:

$$J = \pi * \frac{D^4 - d^4}{64} = \pi * \frac{6,3^4 - 5,5^4}{64} = 32,4\text{cm}^4$$

O peso linear será:

$$p = S * \text{massa volumetrica do aluminio}$$

$$p = 7,41 * 2,7 = 20,007 \frac{\text{g}}{\text{cm}^2} = 0,02 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

Assim já podemos calcular a frequência da ressonância do tubo

$$f_0 = 112 * \sqrt{\frac{E * J}{p * l^4}} = 112 * \sqrt{\frac{65000 * 32,4}{0,02 * 400^4}} = 2,27\text{Hz}$$

A frequência de ressonância do tubo não se encontra próxima da frequência eléctrica da instalação (50Hz), nem do seu dobro, isto é, está fora do intervalo.

$$[f - 0,1f; f + 0,1f] \cup [2f - 0,1 * 2f; 2f + 0,1 * 2f]$$

[45; 55] ∪ [90; 110]

E como tal, está excluído o perigo de o barramento oscilar entrando em ressonância.

Isto conclui o dimensionamento do barramento; o tubo escolhido – 63x55mm em Alumínio – é adequado à instalação.

5.2.3.4. Disjuntores

Será calculada a Corrente de Choque para escolha do poder de corte que será:

$$I_{ch} = \chi * \sqrt{2} * I_{cc''} = 1,3 * \sqrt{2} * 21,4 * 10^3 = 39,34kA$$

O poder de corte dos Disjuntores será de 40kA.

5.2.3.5.Lado 33 kV – Transformador

Para esta parte da subestação, vai-se instalar um cabo subterrâneo de média tensão com isolamento de 33 kV, para ligar o secundário do transformador de potência à cela de protecção do transformador e aos respectivos circuitos subsequentes da SE.

As características do sistema na localização específica serão:

- Tensão Nominal: 33 kV
- Frequência Nominal: 50 Hz
- Potência de saída do TR em regime normal: 40 MVA

a. Cabo isolado para o painel do transformador de potência

Projectam-se dois condutores por fase, sendo usado um cabo isolado tipo NA2XS2Y 19/33 (36) kV de Alumínio com secção de $500mm^2$, parte em canal prefabricado e parte enterradas em baixo de um tubo com betão. Assim, não sendo cabos aéreos nem estando expostos à radiação solar, o seu cálculo não vai seguir a mesma norma que o do lado de 66 kV. O comprimento do ramo enterrado não é significativo para se considerar a aplicação de coeficientes correctores de corrente.

Corrente máxima admissível

É calculada pela seguinte fórmula:

$$I_{max} = n * I_{cond} * C_1 * C_2 * C_3$$
$$I_{max} = 2 * 638 * 0,65 = 829,4 A > 699,8A$$

Estando a capacidade de transporte do circuito acima do valor da corrente máxima esperada, conclui-se que o cabo se adequa.

Corrente de Curto-circuito admissível

Considerando que o transformador estará protegido por um disjuntor, atendo-se o seu tempo de actuação de 1s. Para este tempo.

A corrente de CC admissível é dada por:

$$I_{cc} = \frac{K * S}{\sqrt{t}} = \frac{93 * 500}{\sqrt{1}} = 46,5 kA > 11,47 kA$$

Como vemos, a corrente de curto-circuito máxima admissível do cabo a instalar para o lado de 33 kV é superior ao valor máximo esperado dessa corrente. Os equipamentos para as celas de MT deveram ser projectados para suportar uma corrente de CC de 25 kA, valor também superior ao verificado.

5.2.4. Rede de Terra

Como foi referido no capítulo da revisão bibliográfica, a malha de terra tem de resistir às intensidades máximas provocadas pelos defeitos, protegendo assim, os equipamentos e as pessoas que se encontram na instalação

A malha de terra vai-se ligar às terras de protecção (partes metálicas da instalação que normalmente não estão em tensão) e às de serviço, como o neutro do transformador de potência. A corrente de curto-circuito esperada no barramento de 66 kV da subestação, para o pior caso, é de 21,4kA.

Seleção do Condutor

Os cálculos que se vão apresentar nesta parte baseiam-se na norma do IEEE Std 80, nomeadamente; aquele que se segue, que determina a secção do condutor que é usada na malha:

$$S = \frac{I * \sqrt{tc * \alpha_r * \rho_r * 10000}}{\sqrt{TCAP + Ln \frac{K_0 + T_M}{K_0 + T_a}}} = \frac{21,4 * \sqrt{1 * 0,00397 * 1,72 * 10000}}{\sqrt{3,42 + Ln \frac{234 + 200}{234 + 35}}} = 8,95 \text{ mm}^2$$

Como cabo da malha de terra, irá utilizar-se um cabo de cobre nu do tipo 4/0 AWG de 107,2 mm². O facto de a secção ser muito maior que o necessário, segundo a fórmula, está relacionado com questões construtivas. O cabo estará disposto em quadrículas de 4x4 metros no interior da subestação, estando enterrado a uma profundidade de 0,80 m. As suas dimensões exteriores serão de 56,0 x 80,0 m. São necessários estudos da resistividade prévia, para obter a resistividade média do solo para o cálculo da resistência da malha, tensões de passo e de toque admissíveis.

5.2.4.1. Rede de Terra Aérea

Protecção do Parque Exterior da Subestação

Com base na norma “IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations”, é possível determinar a localização das pontas de Franklin na subestação de Lingamo. Para o pátio exterior da subestação, a altura a proteger será de 8,3 metros, sendo superior aos equipamentos. Sabendo

que as hastes de Franklin têm um raio de acção de 50 metros estas serão colocadas em postes que estarão a 15 metros de altura (Zona dos Transformadores) e as que forem postas sobre pórticos estarão a 28 metros. Os seus raios de circunferência para as hastes colocadas em postes e hastes colocadas em pórticos são, respectivamente:

$$r(e1) = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(m))^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2}$$
$$r(e1) = \sqrt{50^2 - (50 - 15)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 8,3)^2} = 8,12 \text{ m}$$

$$r(e2) = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(m))^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2}$$
$$r(e2) = \sqrt{50^2 - (50 - 28)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 8,3)^2} = 17,31 \text{ m}$$

O edifício de controlo da subestação será protegido por duas hastes de Franklin, sendo a altura a das arestas laterais do telhado a proteger de 4,8 metros. As hastes serão colocadas a 9,5 metros. Assim, o cálculo dos raios de cada uma será:

$$r(e3) = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(m))^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2}$$
$$r(e3) = \sqrt{50^2 - (50 - 9,5)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 4,8)^2} = 7,94 \text{ m}$$

Cálculo da probabilidade de descarga

Cálculo da corrente crítica de descarga [kA], pela equação:

$$I_c = 0,041 * S_m^{1,54} = 0,041 * 50^{1,54} = 16,95 \text{ kA}$$

A probabilidade da corrente a ser excedida é dada por:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{16,95}{31}\right)^{2,6}} = 0,83$$

A probabilidade de esta ser excedida é de 0,83, ou seja, significa que a probabilidade da corrente crítica ser excedida e ocorrer uma descarga é de 83%.

5.2.5. Transformadores de Medida

5.2.5.1. Transformadores de corrente

Para a escolha do TC serão obedecidos os critérios mencionados no Capitulo II, tendo em conta o factor de sobrecarga de 20% recomendado pela Electricidade de Moçambique (EDM):

$$\begin{cases} I_{p(nomTC)} = k * I_s \\ 20 * I_{p(nomTC)} = I_{cc} \end{cases}$$

TC Entrada da linha DL14-A 66 kV:

$$\begin{cases} I_{p(nomTC)} = 1,2 * 1049,7A = 1259,64 \\ I_{p(nomTC)} = \frac{21,4 \cdot 10^3}{20} = 1070 A \end{cases}$$

TC Entrada da linha DL14-B 66 kV:

$$\begin{cases} I_{p(nomTC)} = 1,2 * 1049,7A = 1259,64 \\ I_{p(nomTC)} = \frac{21,4 \cdot 10^3}{20} = 1070 A \end{cases}$$

TC Saída da linha LIMAK 66 kV:

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

$$I_{p(nomTC)} = 1,2 * 43,7 A = 52,44 A$$

TC Entrada do Transformadores 66kV:

$$\begin{cases} I_{p(nomTC)} = 1,2 * 349,9 A = 419,88 A \\ I_{p(nomTC)} = \frac{3,9 \cdot 10^3}{20} = 195 A \end{cases}$$

TC Saída do Transformadores 33kV:

$$\begin{cases} I_{p(nomTC)} = 1,2 * 699,8 A = 839,76 A \\ I_{p(nomTC)} = \frac{7,8 \cdot 10^3}{20} = 390 A \end{cases}$$

Como exemplo, vai-se fazer a selecção da resistência do secundário de um transformador de corrente de relação 2000/1, tomando como base os valores de um TC com a relação 20/1 com resistência de secundário 0,05 ohm, como é ilustrado na figura 10:

$$R_{CT-calculado} = \frac{RTC_{calculado}}{RTC_{base}} * R_{CT-base} = \frac{2000}{20} * 0,05 = 5 \Omega$$

Obtém-se de seguida a tabela com os resultados para a selecção de outros transformadores da subestação SE Lingamo:

Tabela 5 - Selecção dos Transformadores de Corrente

Localização	I_{pn} (A)	I_{sn} (A)	R_{TC} (Ω)	RTC	Secção do cabo(mm^2)	Icc (kA)
Linha DL14-A	2000	1	5	2000	6	40
Linha DL14-B	2000	1	5	2000	6	40
linha LIMAK	100	1	0,25	100	6	25
Entrada do TR	600	1	1,5	600	6	25

Saída do TR	1000	1	2,5	1000	6	25
--------------------	------	---	-----	------	---	----

Fonte: Autor (2024)

Onde,

R_{TC} é a resistência de enrolamento secundário

I_{pn} é a corrente primária nominal

I_{sn} é a corrente secundária nominal

I_{cc} é a corrente de curto-circuito

RTC é a relação de transformação

5.2.5.2.Transformadores de Tensão

À semelhança dos transformadores de corrente, os transformadores de tensão, para cumprir com a precisão exigida, em núcleos de medida e protecção com cargas entre 10 e 100 VA, devem ter uma carga real entre 25 e 100% da carga nominal.

Tabela 6 - Selecção dos Transformadores de Tensão

Localização	V_{pn} (kV)	V_{sn} (kV)	S_n (VA)	RTC	Seccao do cabo(mm ²)	I_{cc} (kA)
Linha DL14-A	66	0,11	10	600	6	40
Linha DL14-B	66	0,11	10	600	6	40
linha LIMAK	66	0,11	10	600	6	25
Barramento 66	66	0,11	10	600	6	40
Barramento 33	33	0,11	10	300	6	25
Entrada do TR	33	0,11	10	300	6	25
Saída do TR	33	0,11	10	300	6	25

Fonte: Autor (2024)

5.2.6. Coordenação de Isolamento

A classificação dos locais quanto ao nível de poluição é determinante na escolha dos isoladores. Estando a subestação implementada numa zona fabril, considerou-se neste projecto o nível de poluição Médio.

A este nível de poluição, corresponde uma linha de fuga específica de 20 mm/kV (relativamente ao valor eficaz mais elevado de tensão composta), pelo que o comprimento mínimo da linha de fuga é de 660 mm nos isoladores de 36 kV e de 1320 mm nos isoladores de 72,5 kV (Queirós, 2013).

De acordo com os princípios de coordenação de isolamento, o painel de linha Alta Tensão será protegido contra sobretensões vindas do exterior, através da montagem de descarregadores de sobretensão na entrada do painel. Esta medida visa sobretudo a protecção do disjuntor de linha quando estiver aberto ou em fase de abertura. Os transformadores de potência serão também eles protegidos contra sobretensões por intermédio de descarregadores de sobretensão, em todos os níveis de tensão. Serão utilizados descarregadores de sobretensões de óxido de zinco e apresentam as seguintes características principais.

Tabela 7 - Características dos descarregadores de sobretensão

Modo de ligação	Fase – Terra/Neuto – Terra
Tipo de montagem	Apoiada
Corrente nominal de descarga	20kA
Classe de descarga	4

Fonte: Autor (2024)

5.3. Arranjo físico

5.3.1. Diagrama Funcional

A SE Lingamo poderá ser alimentada através da SE Matola 275 (DL14A) barramento (BUS 1-1) ou da SE Matola Rio (DL14B) barramento (BUS 1-2) e terá um ramal no barramento (BUS 1-1) para alimentação da LIMAK, os barramentos BUS 1-1 e BUS 1-2 estão interligas por um interbarras.

A entrada da SE Matola 275 (DL14A) conterà 3 pára-raios, 3 TP com três enrolamentos, seccionadores de aterramento motorizados, chaves de isolamento de linha motorizados, 3 TC com três enrolamentos, disjuntor tripolar, seccionadores de aterramento motorizados, chaves de isolamento de linha motorizados ligados ao barramento (BUS 1-1).

A entrada da Matola – Rio (DL14B) e o T-off (Ramal) da LIMAK é igual a da Matola 275.

A Montante (BUS 1-1) do Transformador de Potência (TR1) 66kV/33kV - 40MVA – $Z_{cc} = 9\%$ teremos chaves de isolamento de motorizados, seccionadores de aterramento motorizados, disjuntor tripolar, 3 TC com três enrolamentos, seccionadores de aterramento motorizados, chaves de isolamento de motorizados, 3 TP com três enrolamentos e por último 3 pára-raios.

A Jusante do TR1 lado dos 33kV teremos 3 pára-raios, 3 TP com três enrolamentos, seccionadores de aterramento motorizados, 3 TC com três enrolamentos e disjuntor tripolar extraível (BUS 2-1).

O Transformador de Potência TR2 terá características, forma de conexão a montante (BUS 1-2) e a jusante (BUS 2-2) similares do TR1.

Os Barramentos BUS 2-1 e BUS 2-2 estarão interligados através de um interbarras e ambos conectados a 3 TP de três enrolamentos extraíveis.

No Barramento de 33kV teremos 3 saídas (Distribuição) e 1 saída para serviços auxiliares para cada TR, totalizando 6 saídas para distribuição e 2 saídas para serviços auxiliares, tendo a montante disjuntor tripolar extraível, 3 TC com três enrolamentos, seccionadores de aterramento e 3 pára-raios.

Os dois Transformadores de Potência Auxiliares (AUXT) 33kV/0,4kV – 250kVA – 2,5%.

DIAGRAMA EM ANEXO.

5.3.1.1.Diagrama Protecção

As linhas de 66 kV estaram protegidas por dois relés por baixo, sendo a protecção principal e o outro a protecção de reserva. Apresentam as funções de protecção diferencial de fases e de neutro (67/67N), protecção à distância para fases e neutro (21/21N), protecção diferencial de linha (87L), protecção de tensão mínima (27), protecção de tensão máxima (59), reengate do relé (79), protecção de falha do disjuntor (50BF) e teleprotecção (85A e 85C).

A parte do transformador de potência também estará protegida por dois relés, sendo o que está ligado ao TC 3S1 a protecção principal e o que está ligado ao 2S1 a protecção de reserva. Terão as funções de protecção de sobre-intensidade de fase (50/51), protecção de sobre-intensidade de neutro para defeitos à terra (50N/51N), protecção diferencial do transformador para fases e neutro (87T e 87 TN) e protecção de falha do disjuntor (50BF).

A actuação da protecção diferencial (87T) e das protecções do próprio transformador (63L-63BJ-63B-26) estarão concentradas num único relé de disparo e bloqueio (86-T), que com reengate manual, dispara os disjuntores do transformador nos níveis de 66 kV e 33 kV.

As protecções próprias do transformador e a protecção diferencial dão ordem de disparo aos disjuntores localizados em ambos os lados do transformador, enquanto as protecções de sobre-intensidade disparam o disjuntor do nível de tensão a que estão associadas. Os transformadores de tensão fazem com que haja na instalação protecções de frequência máxima e mínima (81), de tensão mínima (27) e de sobretensão (59).

5.3.2. Memoria Descritiva

A SE Lingamo 66/33 kV será uma instalação mista, com o equipamento de montagem exterior a instalar no parque exterior de aparelhagem e de montagem interior, a instalar no edifício de comando. Assim, ao nível do isolamento, a subestação será híbrida, não estando toda compactada

num edifício como é o caso de uma GIS. Apresentará um parque exterior de aparelhagem, em que o isolamento entre as ligações é o ar. Neste parque exterior é onde estarão os equipamentos de AT, sendo o corte dos disjuntores feito em SF6. O lado de MT estará compactado em celas de MT isoladas em SF6 no edifício de comando e controlo. Resumindo, a subestação será constituída por:

- Um edifício de comando e controlo aonde estarão inseridas as celas de média tensão (33kV), os equipamentos auxiliares, os painéis de controlo, de medida, de protecção, de corrente contínua, entre outros.
- Dois transformadores de potência trifásicos a óleo, com 40MVA de potência e relação de transformação 66/33 kV.
- Uma configuração de barramento simples de 66 kV, com a possibilidade de se expandir para outra disposição. O barramento terá os respectivos equipamentos de manobra, medida e protecção.

5.3.2.1.Parque de Aparelhagem Exterior

No parque exterior de aparelhagem haverá três painéis linha, dois de transformador e um de barramento simples que poderá ser aumentado futuramente. Também se encontrarão os transformadores de potência trifásicos com os níveis de tensão já mencionados, transformadores de tensão e corrente, disjuntores, seccionadores e para-raios. Nesta planta, será possível aumentar a potência e ligar mais painéis de linha ou de transformador no futuro.

Disposição dos Equipamentos no Parque de Aparelhagem Exterior: **ANEXO 9 – VISTA LATERAL.**

Suportes e Estruturas

Os suportes dos equipamentos do parque exterior terão perfis metálicos normalizados e galvanizados. As estruturas de suporte do barramento e do pórtico de saída da linha de evacuação, também serão assim. Estas estruturas estarão dimensionadas para suportar os esforços exercidos pelos condutores, bem como os efeitos atmosféricos adversos. As estruturas metálicas que integrarão serão então:

- Dois Pórticos de entrada.
- Seis Suportes de Transformador de Potencial.
- Dois Suportes de descarregadores de AT no lado da linha.
- Quatro Suporte de Seccionador tripolar com ligação à terra no lado da linha.
- Dois Suporte de Seccionador tripolar com ligação à terra no lado do transformador.
- Três Suportes de transformadores de corrente no lado da linha.
- Quatro Suportes para isoladores de apoio.
- Dois Suportes de transformadores de corrente no lado do transformador.
- Cinco Suportes para Interruptor Tripolar no lado do transformador e linha.
- Suportes de descarregadores auto válvulas A.T. no lado do transformador.

5.3.2.2.Edifício de Comando

Este edifício tem várias divisões que asseguram as diferentes funcionalidades da subestação e da sua ligação a SE. Existe a sala das celas, onde se localizam as celas de linha e proteção dos circuitos subterrâneos da SE.

Na sala de controlo, vão estar situados armários de controlo dos painéis de 66 kV e 33 kV. Também terá-se o quadro de 400/230 V, que garante o consumo de energia local da subestação e o fornecimento em corrente contínua e alternada aos aparelhos de controlo, comando, proteção e comunicações. Esta sala também irá albergar os rectificadores-carregadores de baterias que asseguram o fornecimento dos equipamentos em corrente contínua.

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

Na sala SCADA vão-se encontrar os equipamentos informáticos e de gestão de instalação, assim como as comunicações internas e externas.

Haverá uns escritórios no edifício aonde se realizarão as tarefas de operação e manutenção e uma zona de serviços com duas divisões para cada um dos transformadores de serviços auxiliares e outra para o grupo gerador.

Haverá uma divisão de banho e vestuário para os empregados da subestação, que seguirá requisitos especificados. Haverá também uma sala-cozinha que também servirá como sala de reuniões

5.3.3. Especificações Técnicas

5.3.3.1. Transformador de potência

Tabela 8 – Especificações técnicas do TR. Fonte: Adaptado de Mamede (2021 p. 220)

Item	Uni.	Descrição
1	pç	Transformador de potência Trifasico, 66-33kV, 40MVA, 50 Hz, 9%
2	pç	Terminal isolado para cabo de aluminio 36kV 500 mm ²
3	kg	Cabo de cobre nu 70 mm ²
4	vr	Electroduto Fe Galv. Pesado
5	m	Electroduto corrugado
6	pç	Curva para electroduto FeGalv.
7	m	Cabo de aluminio 36kV 500 mm ²
8	pç	Luva para electroduto Fe Galv.
9	pç	Conector de Aterramento
10	pç	Pó Solda Exometrica

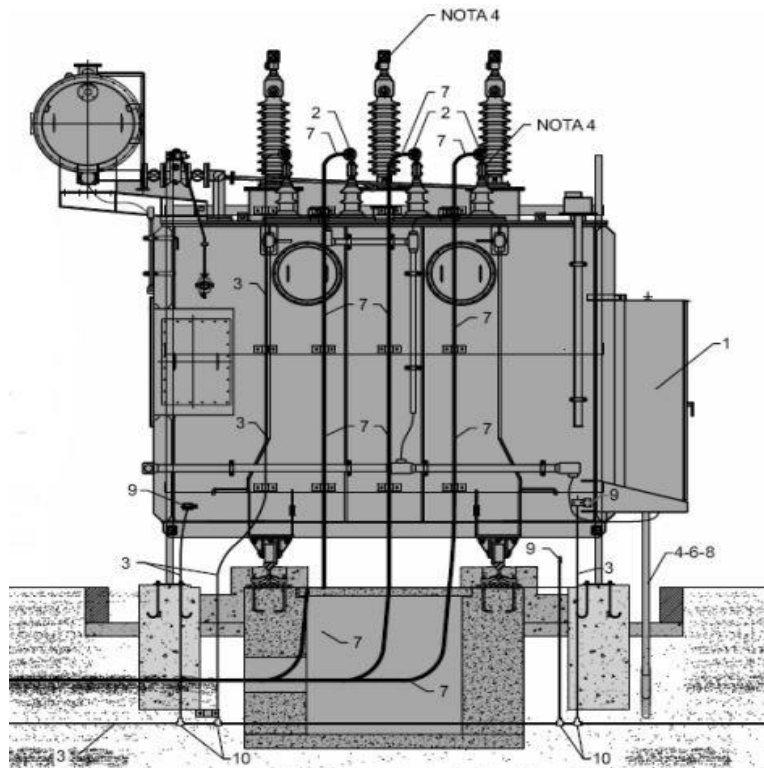


Figura 20 - Transformador de potência
Fonte: Mamede (2021 p. 220)

5.3.3.2. Disjuntor de AT

Tabela 9 – Especificações técnicas do Disjuntor. Fonte: Adaptado de Mamede (2021 p. 221)

Item	Uni.	Descrição
1	Pç	Disjuntor Tripolar SF6, 72,5 kV, 2000 A, 40 kA, Motorizado
2	Vr	Electoduto PVC Rigido
3	Pç	Curva 90° para electroductos PVC rigidos
4	Pç	Luva electroduto PVC Rigido
5	Pç	Arruela em alumínio silício fundido para electroduto
6	Pç	Bucha em alumínio silício fundido para electroduto
7	Kg	Cabo de cobre Nu 70 mm ²
8	Pç	Chumbador
9	Pç	Pó solda exométrica

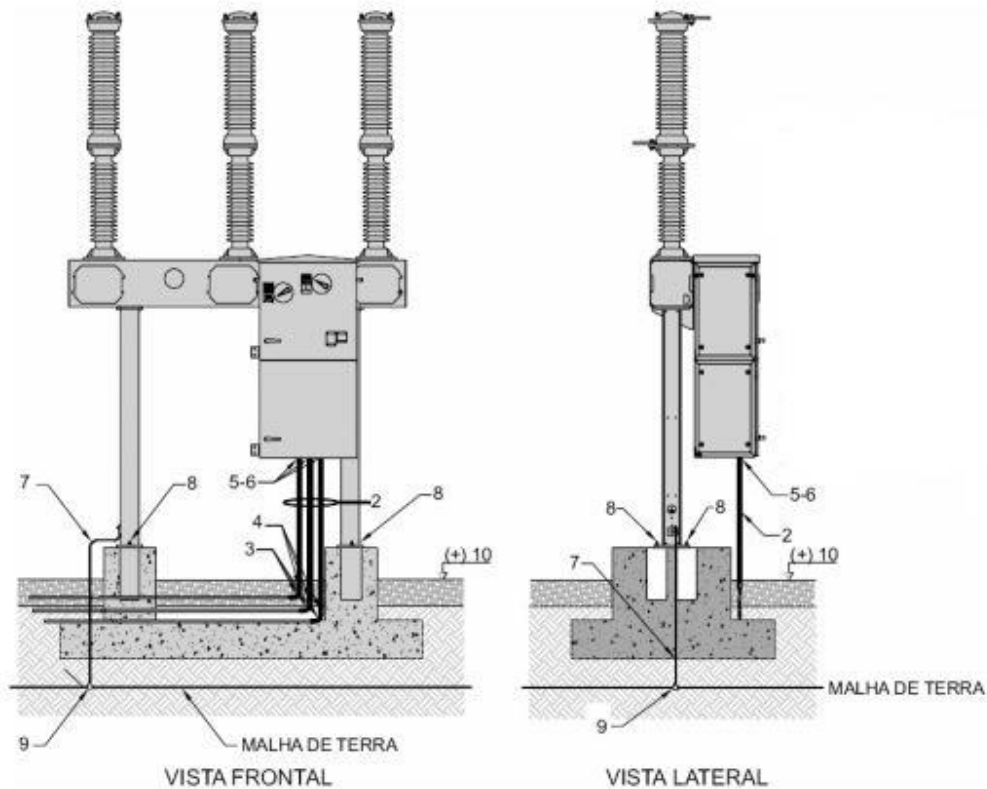


Figura 21 – Disjuntor de Alta tensão
Fonte: Mamede (2021 p. 221)

5.3.3.3. Transformador de tensão

Tabela 10 – Especificações técnicas do TP. Fonte: Adaptado de Mamede (2021 p. 221)

Item	Uni.	Descrição
1	Pç	Transformador de Potencial, $66/\sqrt{3}/0.11/\sqrt{3}$ kV, 40 kA, 10VA
2	pç	Fio de cobre 6 mm ²
3	Pç	Perfil L em aço zinco
4	Pç	Electrodutos PVC rígidos
5	Pç	Perfil U em aço zinco
6	Pç	Curva Electrodutos PVC rigidos
7	pç	Pó Solida exometrica
8	Pç	Luva para electroduto PVC
9	Pç	Bucha em alumínio silício fundido para Electroduto

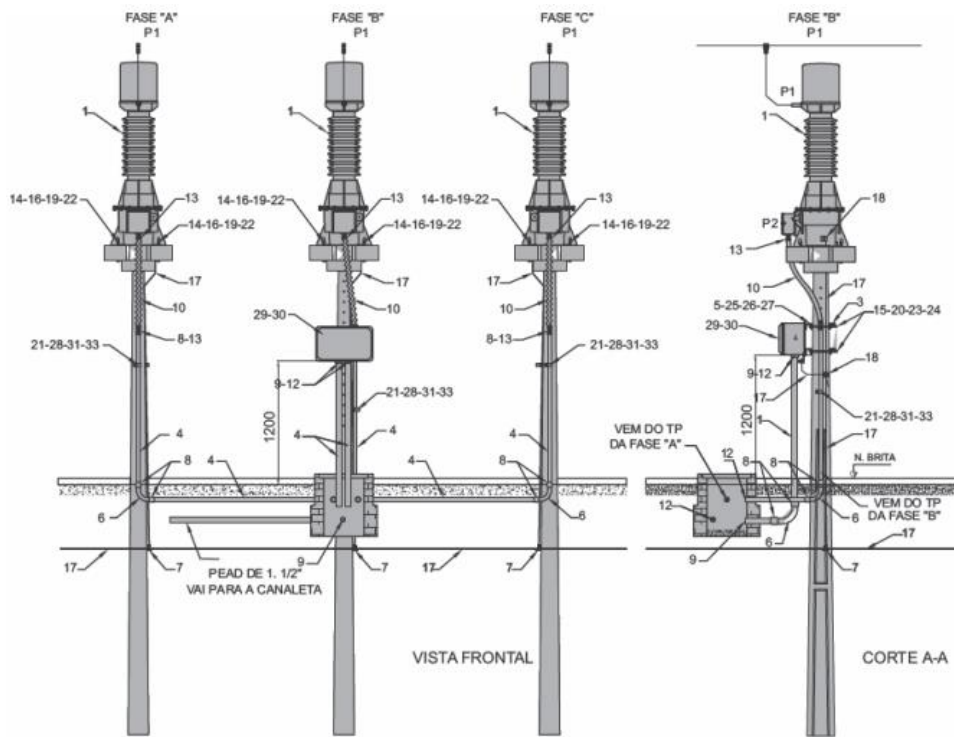


Figura 22 – Transformador de Tensão

Fonte: Mamede (2021 p. 221)

5.3.3.4. Transformador de corrente

Tabela 11 – Especificações técnicas do TC. Fonte: Adaptado de Mamede (2021 p. 221)

Item	Uni.	Descrição
1	Pç	Transformador de Corrente, 66 kV, 1 A,40 kA
2	pç	Fio de cobre 6 mm ²
3	Pç	Perfil L em aço zinco
4	Pç	Electrodutos PVC rigidos
5	Pç	Perfil U em aço zinco
6	Pç	Curva Electrodutos PVC rigidos
7	pç	Pó Solida exometrica
8	Pç	Luva para electroduto PVC
9	Pç	Bucha em alumínio silício fundido para Electroduto

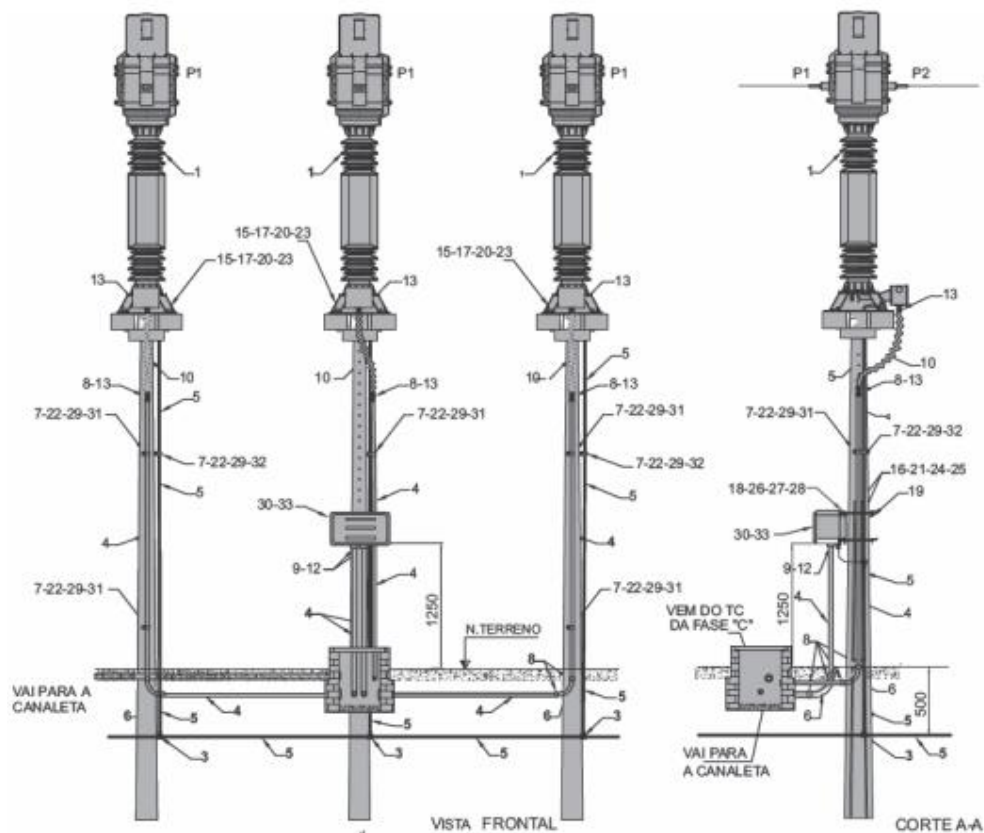


Figura 23 – Transformador de corrente

Fonte: Mamede (2021 p. 221)

5.3.3.5. Para-Raios

Tabela 12 – Especificações técnicas do Para-raios. Fonte: Adaptado de Mamede (2021 p. 222)

Item	Uni.	Descrição
1	Pç	Para-raios, 72.5 kV, 10 kA
2	pç	Cabo de cobre 70 mm ²
3	Pç	Abraçadeira unha para cabo isolado
4	Pç	Parafuso auto atarrachante
5	Pç	Bucha de nylon
6	Pç	Arruela redonda aço zincado
7	pç	Arruela pressao aço zincado
8	Pç	Arruela quadrada aço zincado
11	Pç	Pó solda exométrica

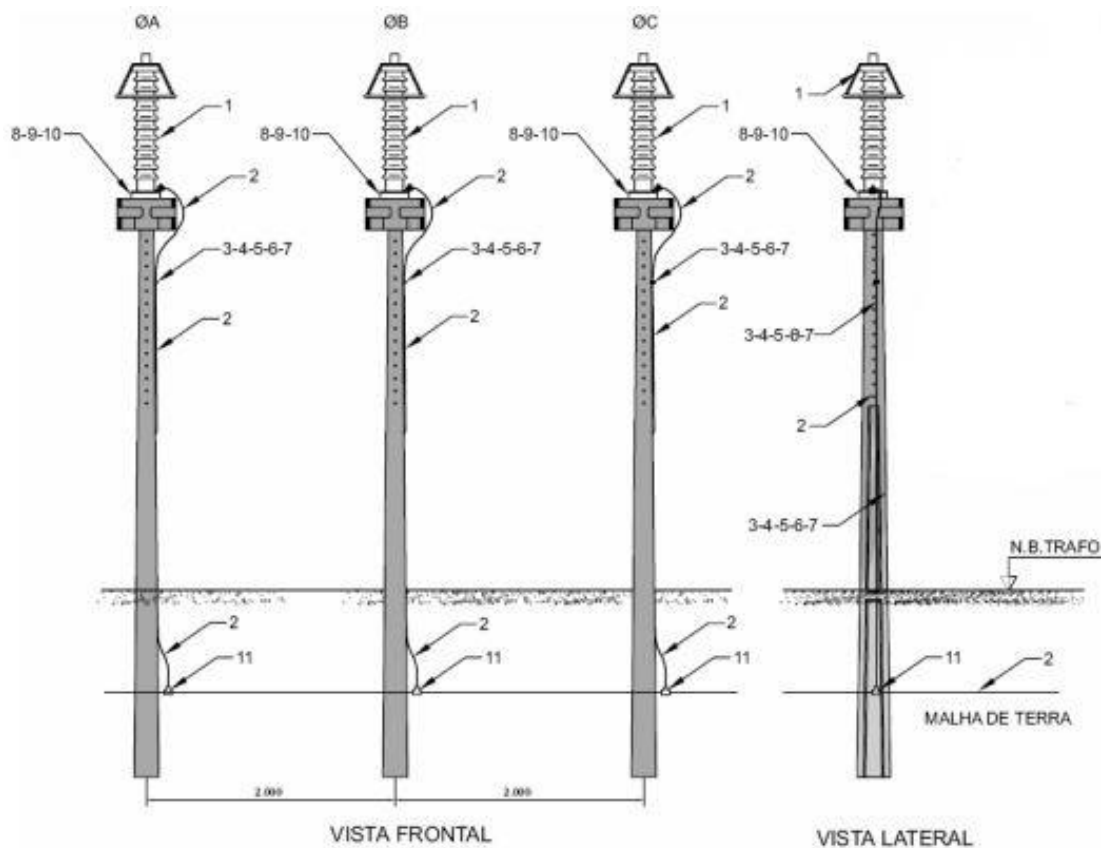


Figura 24 – Para-Raios
Fonte: Mamede (2021 p. 222)

5.3.3.6. Seccionadores

Tabela 13 – Especificações técnicas dos Seccionadores. Fonte: Adaptado de Mamede (2021 p. 222)

Item	Uni.	Descrição
1	Pç	Seccionador Tripolar, 72.5 kV, 2000 A, abert. Lateral, Motorizado
2	pç	Cabo de cobre 70 mm ²
3	Pç	Electroduto PVC Rigido
4	Pç	Curva ElectroductoRigido
5	Pç	Luva ElectroductoRigido
6	Pç	Abraçadeira unha para cabo de cobre 70 mm ²
7	pç	Perfil L em aço zincado
8	Pç	Arruela redonda aço zincado
15	Pç	Conector aterramento, para cabo cobre 16-70 mm ²

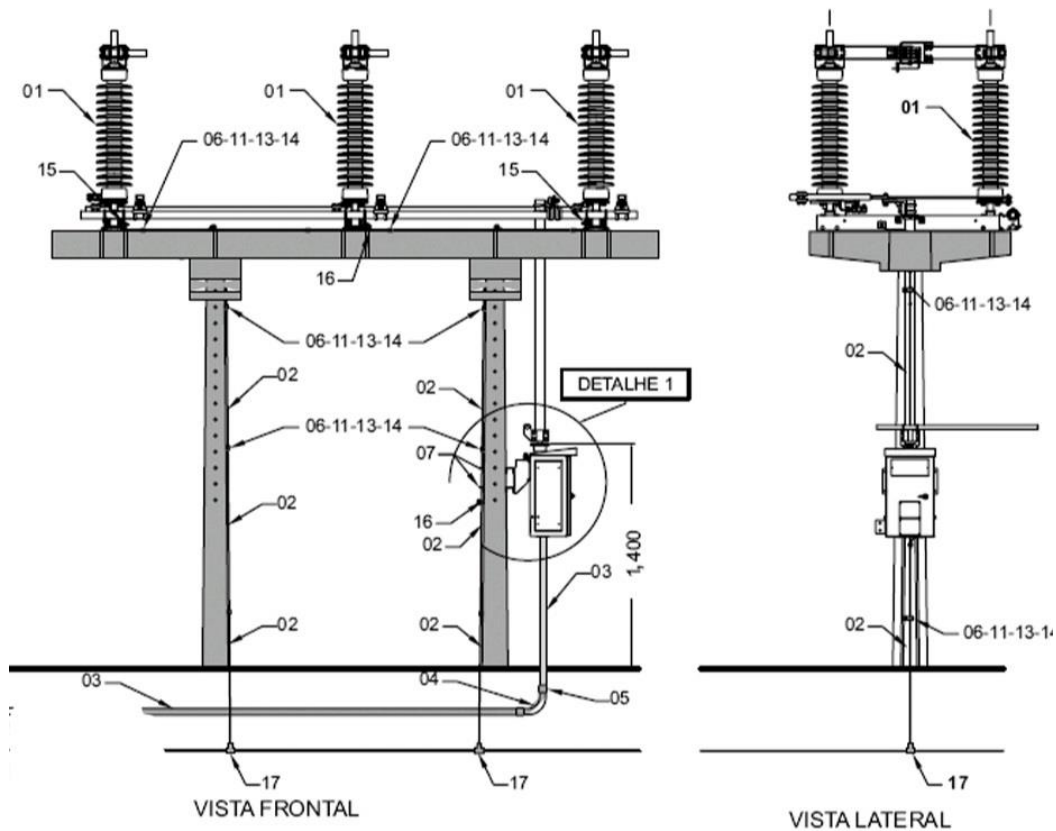


Figura 25 – Seccionador Tripolar

Fonte: Mamede (2021 p. 222)

5.3.3.7. Isoladores de suporte

Tabela 14 – Especificações técnicas dos Isoladores de suporte. Fonte: Adaptado de Mamede (2021 p. 222)

Item	Uni.	Descrição
1	Pç	Isoladores de disco, 66kV
2	pç	Olhal parafuso, aço zincado
3	Pç	Gancho-bola, aço zincado
4	Pç	Concha-garfo, aço zincado
5	Pç	Grampo terminal para cabo
6	Pç	Parafuso cabeça quadrada
7	pç	Arruela redonda aço zincado
8	Pç	Arruela pressao aço zincado
10	Pç	Chapa de aterramento em aço zincado

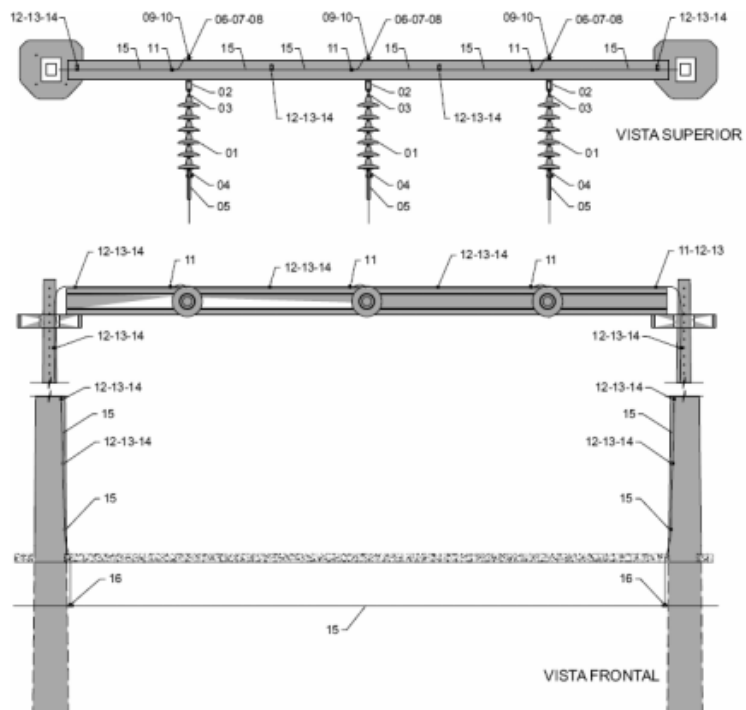


Figura 26 – Isoladores de Suporte
Fonte: Mamede (2021 p. 222)

Vão utilizar isoladores de suporte do tipo C6-1050 para o lado de 66 kV e do tipo C6-170 para o lado de 33 kV. Esta classificação representa:

- C = isolador de apoio, disco, de material cerâmico, para exterior, com armaduras metálicas externas.
- 6 = Classe de esforço, em kN.
- 1050/170 = Tensão suportada a um impulso de origem atmosférica, em kV crista.

Sala de Celas

A sala de celas de média tensão do edifício terá celas que recebem a rede subterrânea que se liga a cada um dos circuitos dos transformadores da SE.

A energia proveniente das linhas subterrâneas irá para a sua cela de 36 kV correspondente, ligando-se depois ao barramento de 33 kV. Através duma cela de saída deste barramento, vai ser ligado o secundário do transformador de potência que se encontra na SE.

As celas serão pré-fabricadas e terão envolventes metálicas com isolamento em SF6. As suas características serão:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Tensão de ensaio à frequência industrial: 70 kV
- Tensão de ensaio à onda de choque de origem atmosférica:.....170 kV
- Corrente máxima de barramento:.....2.500 A
- Corrente máxima de derivações (painel do transformador de potencia):.....2.500 A
- Corrente máxima de derivações (painéis das linhas): 800 A
- Resistência a correntes de curto-circuito, 1 segundo:..... 25 kA

Haverá então seis celas de linha, cujas saídas vão ser linhas subterrâneas de ligação a subestação. São constituídas por:

a) Seccionador de MT com ligação à terra

Nas celas MT, com a excepção da do transformador de potência, aplicam-se os seccionadores com ligação à terra, com 3 posições (aberto-fechado-ligação terra), com as seguintes características:

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

- Tensão máxima em regime permanente36 kV
- Corrente máxima em regime permanente800 A
- Corrente de curto-circuito25 kA

b) Disjuntor de corte em SF6 com:

- Tensão máxima em regime permanente36 kV
- Corrente máxima em regime permanente630 A
- Poder de corte25 kA
- Tensão suportada à frequência industrial (50 Hz).....70 kV
- Nível de isolamento 170 kV

Cela de serviços auxiliares

À saída desta cela, está o transformador de SA, com as seguintes características

- Potência Nominal.....250 kVA
- Relação de transformação 33/ 0,4kV
- Grupo de ligação..... Dyn11

Esta é uma cela de protecção para o transformador de serviços auxiliares, contendo:

a) Seccionador de MT com ligação à terra, com 3 posições (aberto-fechado-ligação terra), com as características descritas anteriormente (36 kV/630 A);

b) Disjuntor automático de MT com corte em SF6, tipo 800 A / 36 kV / 25 kA descrito anteriormente

5.4. Analise técnica e económica da SE Lingamo

Com relação as directrizes técnicas do empreendimento, são viabilizadas fundamentando-se principalmente com a centralização da subestação em relação a carga a ser absorvida, o traçado das Linhas de distribuição mais curto, e já existentes, rodovias de fácil acesso, saída dos alimentadores com baixo impacto nos activos em operação, excelente possibilidade de reconfiguração na distribuição das cargas e extensões menores de alimentadores. Tais directrizes refletem numa redução de valores financeiros a serem investidos.

O empreendimento cujo investimento é da ordem de \$ 6.140.000,00 (A Electricidade De Moçambique não publicou o detalhamento do investimento em forma de planilha), esse valor corresponde ao valor de investimento da SE Beluluane, com mesma configuração, e equipamentos da SE Lingamo.

No cenário actual SE Lingamo poderá alimentar a carga demandada pela DL14, que tem como demanda máxima aproximadamente 24,69 MW e a demanada média de 14,4 MW. Calculando o factor de carga:

$$fc = \frac{\text{Demanda Media}}{\text{Demanda Maxima}} = \frac{14,4MW}{24,69MW} = 0,58$$

A energia anual será igual:

$$W = fc \times Dmax \times 8760 = 0,58 \times 24,69 \cdot 10^6 \times 8760 = 125,4 \times 10^6 kWh$$

Aplicando a preço de venda na categoria de média tensão que corresponde a 4,78 Mt/kWh:

$$\text{Ganho anual} = 125,4 \times 10^6 kWh \times 4,78 \text{ Mt/kWh} = 599.412.000,00 \text{ Mt} = \$9.439.559,00$$

De uma forma simplificada pode-se comentar que a uma taxa de depreciação na ordem de 4% a.a. aplicada ao valor do investimento (subestação) o valor futuro:

$$VF = VP \times (1 + i)^n = 6140000 \times (1 + 0,04)^1 = \$6385600$$

O tempo de retorno nessas condições será de 1 Ano o que torna o projecto economicamente viável.

CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES

Esta monografia teve como objecto de estudo os projectos de subestações eléctricas, com ênfase, em SE Lingamo, a ser implementada na localidade de Lingamo, Cidade a Matola. Estas instalações são de enorme complexidade, sendo o seu projecto transversal a muitas áreas da engenharia. O projecto em estudo SE Lingamo, apresentará uma relação de transformação de 66/33 kV, terá capacidade máxima de 80 MVA, estará conectada a linha de transmissão DL14 com capacidade máxima de 120 MVA que actualmente são consumidos aproximadamente 30 MVA, o que possibilita a implementação da SE sem exceder a capacidade máxima da mesma.

A SE Lingamo será uma instalação mista, com o equipamento de montagem exterior (AIS), a instalar no parque exterior de aparelhagem no lado de 66 kV e de montagem interior no lado 33 kV (GIS), a instalar no edifício de comando e protecção. Assim, ao nível do isolamento, a subestação será híbrida, não estando toda compactada num edifício como é o caso de uma GIS. Apresentará um parque exterior de aparelhagem, em que o isolamento entre as ligações é o ar.

A optimização da metodologia de trabalho, tendo em conta várias normas internacionais existentes para construção e desenvolvimento do projecto de uma subestação tornará os profissionais e estudantes mais familiarizados com procedimento completo que permite que os projectos sejam realizados e concluídos com sucesso.

O Projecto de uma subestação eléctrica de 66/33 kV a ser implementado na localidade Lingamo na cidade de Matola poderá influenciar na melhoria de qualidade no fornecimento de energia eléctrica, uma vez que tendo a sua própria infra-estrutura localizada no centro da carga pode reduzir as oscilações de frequência e tensão, que estão directamente ligados a problemas como sobrecargas, curto-circuitos e desligamentos da energia eléctrica.

A apresentação da memória descritiva, com os diferentes painéis da subestação e os equipamentos que estarão presentes no parque exterior de aparelhagem e no edifício de comando e controlo permitiram entender a estrutura da subestação. A escolha dos equipamentos apresentada foi justificada pelos valores das tensões e correntes a suportar dos regimes permanente e de curto-circuito, e também pelas indicações obtidas do estudo de coordenação de isolamento. Assim, o projecto foi concluído com a apresentação dos diagramas unifilares e do “*layout*” eléctrico da instalação, que ilustram aquilo que foi referido na memória descritiva.

É de salientar que o facto de o tema ser tão vasto e transversal foi sem dúvida, umas das principais dificuldades. Isso exigiu algum critério na escolha da informação apresentada e reconhecimento de certas limitações que foram sendo descobertas diante da complexidade do tema em questão. No entanto, desde início que o foco foi realizar uma abordagem correcta e abrangente à temática, envolvendo uma pluralidade de tópicos e, assim, fornecer uma visão daquilo em que consiste um projecto eléctrico de uma subestação.

TRABALHOS FUTUROS

Esta monografia teve o foco na componente eléctrica da subestação. Devido à dimensão do trabalho, apenas foi escrutinada a abordagem técnica em que se basearam as escolhas tomadas ao nível do equipamento, das estruturas de protecção, medição e de isolamento.

No entanto, como proposta para trabalhos futuros:

- Análise económica e orçamentação detalhado do projecto e formas de reduzir o seu custo.
- Estudo de viabilidade de instalação de barra simples com a chave seccionadora.
- Estudo de viabilidade de substituição de geradores de emergencia por sistema fotovoltaico para alimentação dos serviços auxiliares.

BIBLIOGRAFIA

Azevedo M. P. (2015) Arranjo de subestações de alta tensão, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas gerais, Belo Horizonte.

Bolotinha M. (2022) Efeito de Coroa em Alta e Muito Alta Tensão.

Carleto N. (2017) *Subestações elétricas* 1.^a Edição – Brasília, NT Editora

Couto J. P. C. (2022) *Estudo do Projecto Eléctrico de uma Subestação Elevatória Alta Tensão*, Porto.

Faira H. (2009) *Cálculo de Barramentos em Subestações*, Dissertação de Mestrado Integrado Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Kindermann G. (1999) *Protecção de Sistemas Electricos de Potencia*, UFSC EEL- LabPLan, Vol.1

Franke, A. (2014) *Análise estatística em geociências*, UFSC, Brasil.

Frontin S. O. (2013) *Equipamentos de Alta Tensão: Prospeção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*, 1.^aEdição, Brasília – Brasil.

Gonçalves J. P. C (2017) *Estudo do Projecto Eléctrico de uma Subestação Elevadora*, Porto

Gremmel H. (2001), *Switchgear manual*. Cornelsen.

IEEE Power and Energy Society (2012) “Std 738 - Standard for calculating the current – temperature relationship of bare overhead conductors,”

IEEE (2000), Std 80 “*Guide for Safety in AC Substation Grounding*” IEEE-SA Standards Board.”

International Electrotechnical Commission (2006), “60071-1: *Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules*”.

Leão R. (2009) Distribuição de Energia Elétrica, Capítulo 4

Lima (2009) Análise de Redes de Distribuição de Alta Tensão, Porto.

Mamede J.F. (2013) *Manual de Equipamentos Eléctricos*, 4 ed. - Rio de Janeiro : LTC.

Mamede J.F. (2021) *Subestações de Alta Tensão*, 1 ed. - Rio de Janeiro: LTC.

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO
BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

McDonald J. (2012) *Electric Power Substations Engineering*, CRC Press.

Miguel N., Castro G., Mariano D. (2011) *Sistemas de Terra e Protecção Contra Descargas Atmosféricas*, Setubal.

Prodanov C. C. & Freitas E. C. (2013), *Metodologia do trabalho científico: Métodos e Técnicas da Pesquisa e do Trabalho Acadêmico*, 2.^a Edição, Novo Hamburgo - Rio Grande do Sul – Brasil.

Queirós C. F. (2013) *Coordenação de isolamentos em subestações*, Dissertação de Mestrado Integrado Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

ANEXO 1: Resposta ao Pedido de Recolha de Dados



DIRECÇÃO DE GESTÃO DE RECURSOS HUMANOS

Á
UNIVERSIDADE A POLITÉCNICA
Prof.Doutor Inocente Vasco Mutimucuiu

MAPUTO

Nossa Referência: 205/DGRH/2024
No. de Páginas: 1+0

Vossa Referência: Data: 07-03-2024

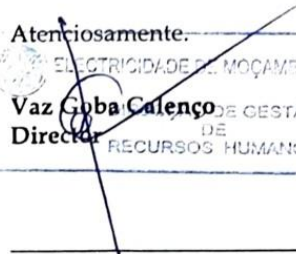
Contacto:
José Segene
Jose.segene@edm.co.mz
Telefone: +258 82 092 6690

Assunto: Resposta ao Pedido de Recolha de Dados

Acusamos a recepção da carta de V.Excia., através da qual solicita recolha de dados, a favor do Sr. **Elton Meleco**, estudante do curso de **Licenciatura em Engenharia Eléctrica**, na qual solicita dados para fins académicos com o seguinte tema: *Projeto de uma Subestação Eléctrica de 66/33kV a ser Implementando na localidade do Lingamo, cidade da Matola*. Por conseguinte, vimos pela presente informar que recebemos o pedido com o maior apreço.

Sobre o assunto, temos a honra de informar que a Direcção de Operação de Sistema, localizada na Av. Filipe Samuel Magaia, N°368, em cima da casa Pandia, irá acolher o estudante, assim como dar a devida supervisão.

Para o efeito, o mesmo deverá assinar o termo de confidencialidade e sigilo, disponível na Direcção de Gestão de Recursos Humanos, no momento de levantamento da presente carta, assim como deverá apresentar o seu trabalho num tempo máximo de 15 minutos e deixar uma cópia do trabalho, no Departamento onde colheu os dados, após a apresentação do trabalho final na Instituição de Ensino.

Atenciosamente,

ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, E.P.
Vaz Goba Calença
DIRECTOR DE GESTÃO DE RECURSOS HUMANOS

Página 1 de (1)



ANEXO 2: Viscosidade, Densidade e Condutividade Térmica do Ar

IEEE Std 738-2012
IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors

Table H.2 – Viscosity, density, and thermal conductivity of air (US)

Temperature T_{film}		Absolute or dynamic viscosity [B22] μ_r (lb/ft·hr)	Air density [B17] ρ_f (lb/ft ³)				Thermal conductivity of air [B25] k_f (W/ft·°C)
°F	°C		Sea level	5000 ft	10000 ft	15000 ft	
32	0	0.0415	0.0807	0.0671	0.0554	0.0455	0.00739
41	5	0.0421	0.0793	0.0660	0.0545	0.0447	0.00750
50	10	0.0427	0.0779	0.0648	0.0535	0.0439	0.00762
59	15	0.0433	0.0765	0.0636	0.0526	0.0431	0.00773
68	20	0.0439	0.0752	0.0626	0.0517	0.0424	0.00784
77	25	0.0444	0.0740	0.0616	0.0508	0.0417	0.00795
86	30	0.0450	0.0728	0.0606	0.0500	0.0411	0.00807
95	35	0.0456	0.0716	0.0596	0.0492	0.0404	0.00818
104	40	0.0461	0.0704	0.0586	0.0484	0.0397	0.00830
113	45	0.0467	0.0693	0.0577	0.0476	0.0391	0.00841
122	50	0.0473	0.0683	0.0568	0.0469	0.0385	0.00852
131	55	0.0478	0.0672	0.0559	0.0462	0.0379	0.00864
140	60	0.0484	0.0661	0.0550	0.0454	0.0373	0.00875
149	65	0.0489	0.0652	0.0542	0.0448	0.0367	0.00886
158	70	0.0494	0.0643	0.0535	0.0442	0.0363	0.00898
167	75	0.0500	0.0634	0.0527	0.0436	0.0358	0.00909
176	80	0.0505	0.0627	0.0522	0.0431	0.0354	0.00921
185	85	0.0510	0.0616	0.0513	0.0423	0.0347	0.00932
194	90	0.0515	0.0608	0.0506	0.0418	0.0343	0.00943
203	95	0.0521	0.0599	0.0498	0.0412	0.0338	0.00952
212	100	0.0526	0.0591	0.0492	0.0406	0.0333	0.00966

ANEXO 3: Constantes de Matéria

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_o at 0 °C (0 °C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)	TCAP thermal capacity [J/(cm ³ ·°C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod ^b	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod ^c	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

^aFrom ASTM standards.

^bCopper-clad steel rods based on 0.254 mm (0.010 in) copper thickness.

^cStainless-clad steel rod based on 0.508 mm (0.020 in) No. 304 stainless steel thickness over No. 1020 steel core.

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO
BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

ANEXO 4: Cabo 66kV ACCC ZADAR

PROJECTO DE UMA SUBESTAÇÃO ELECTRICA DE 66/33kV A SER IMPLEMENTADO NO BAIRRO DO LINGAMO NA CIDADE DA MATOLA

ACCC® Conductor Sizes – International



ACCC® International Sizes	Conductor		Diameter	Core Diameter	Weight	Core Related Strength	Cond. Rated Strength	DC @ 20 °C	AC @ 25 °C	AC @ 75 °C	DC @ 180 °C	#AC Ampacity	
	(kcmil)	(mm ²)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(kN)	(kN)	(ohm/km)	(ohm/km)	(ohm/km)	(ohm/km)	180 °C	200 °C
Helsinki	297	150.6	15.65	5.97	471	60.4	68.9	0.1862	0.1902	0.2277	0.3066	802	843
Jaipur	309	156.7	16.50	7.75	519	101.7	110.8	0.1786	0.1824	0.2183	0.2940	832	875
Zadar	356	180.3	17.09	7.11	574	85.7	96.1	0.1552	0.1569	0.1715	0.2555	1,014	1,076
Rovinj	378	191.6	17.10	5.97	583	60.4	71.2	0.1461	0.1477	0.1615	0.2405	1,045	1,110
Copenhagen	434	219.9	18.29	5.97	661	60.4	72.8	0.1272	0.1301	0.1557	0.2094	1,017	1,070
Reykjavik	440	223.1	18.82	7.11	694	85.7	98.3	0.1256	0.1285	0.1537	0.2068	1,032	1,086
Gdansk	491	248.7	19.20	5.97	743	60.4	74.3	0.1127	0.1154	0.1380	0.1855	1,096	1,154
Monte Carlo	451	228.5	20.78	10.54	799	188.3	201.2	0.1230	0.1257	0.1504	0.2025	1,075	1,132
ULS Monte Carlo	451	228.5	20.79	10.54	799	225.6	238.6	0.1230	0.1257	0.1504	0.2025	1,076	1,132
Glasgow	467	236.7	19.53	7.75	732	101.7	115.0	0.1192	0.1219	0.1459	0.1963	1,072	1,128
Casablanca	540	273.6	20.50	7.11	834	85.7	101.1	0.1024	0.1049	0.1255	0.1686	1,173	1,235
Oslo	619	313.8	22.40	8.76	981	103.2	147.8	0.0893	0.0911	0.1091	0.1470	1,292	1,361
Lisbon	623	315.5	21.79	7.11	948	85.7	103.5	0.0887	0.0910	0.1088	0.1460	1,284	1,353
Amsterdam	725	367.4	23.55	7.75	1101	101.7	122.4	0.0762	0.0784	0.0936	0.1255	1,419	1,495
ULS 25mm	753	381.8	25.00	10.54	1216	225.6	247.2	0.0730	0.0752	0.0898	0.1202	1,476	1,556
Brussels	832	421.4	25.15	8.13	1265	112.0	135.7	0.0666	0.0687	0.0820	0.1097	1,549	1,632
ULS Leipzig	802	406.4	25.15	9.53	1253	183.5	207.3	0.0690	0.0713	0.0851	0.1136	1,520	1,602
Stockholm 2L	914	463.3	26.39	8.76	1395	130.2	156.2	0.0605	0.0625	0.0746	0.0996	1,649	1,739
Stockholm 3L	895	453.7	26.39	8.76	1368	130.2	155.7	0.0617	0.0637	0.0760	0.1016	1,633	1,722
Warsaw	1002	507.5	27.71	8.76	1520	130.2	158.7	0.0553	0.0573	0.0683	0.0910	1,751	1,847
Dublin	1035	524.5	28.14	9.53	1583	153.8	183.3	0.0534	0.0553	0.0660	0.0879	1,790	1,889
Hamburg	1078	546.4	28.63	8.76	1627	130.2	160.9	0.0514	0.0534	0.0636	0.0846	1,834	1,935
Kolkata	1073	543.5	28.63	9.53	1643	153.8	184.0	0.0517	0.0536	0.0639	0.0851	1,829	1,930
ULS Mahakam	1075	544.9	29.01	10.54	1677	225.6	256.3	0.0516	0.0535	0.0638	0.0850	1,839	1,940
Milan	1120	567.7	29.11	8.76	1686	130.2	162.1	0.0494	0.0514	0.0612	0.0813	1,880	1,984
Rome	1169	592.5	29.90	9.53	1774	153.8	187.1	0.0474	0.0494	0.0588	0.0780	1,935	2,043
Vienna	1242	629.2	30.43	8.76	1853	130.2	165.5	0.0445	0.0466	0.0554	0.0733	2,007	2,119
Budapest	1319	668.3	31.50	9.53	1984	153.8	191.4	0.0420	0.0440	0.0523	0.0691	2,088	2,205
Prague	1363	690.7	31.78	8.76	2031	130.2	169.0	0.0407	0.0428	0.0508	0.0670	2,126	2,245
ULS Prague	1363	690.7	31.78	8.76	2031	155.1	194.8	0.0407	0.0428	0.0508	0.0670	2,126	2,245
Mumbai	1353	685.4	31.78	9.53	2035	153.8	192.0	0.0410	0.0431	0.0511	0.0675	2,119	2,238
Munich	1447	733.1	32.84	9.53	2170	153.8	195.0	0.0384	0.0405	0.0480	0.0632	2,211	2,336
London	1498	759.0	33.40	9.78	2248	162.1	204.8	0.0370	0.0391	0.0464	0.0609	2,264	2,392
Paris	1606	813.7	34.16	8.76	2366	130.2	175.9	0.0345	0.0368	0.0435	0.0568	2,358	2,492
Bordeaux	1738	880.8	35.76	10.54	2766	188.3	237.9	0.0318	0.0340	0.0402	0.0524	2,491	2,633
Antwerp	1865	944.8	36.86	9.78	2760	162.1	215.2	0.0297	0.0321	0.0378	0.0489	2,598	2,748
ULS Antwerp	1865	944.8	36.86	9.78	2760	193.5	247.3	0.0297	0.0321	0.0378	0.0489	2,598	2,748
Berlin (Madrid-Ice)	1986	1006.5	38.20	10.54	2949	188.3	245.0	0.0278	0.0303	0.0356	0.0458	2,713	2,872
Madrid	1999	1013.0	38.20	9.78	2948	162.1	219.1	0.0276	0.0302	0.0354	0.0454	2,721	2,880
Athens	2782	1409.6	44.75	10.54	4066	188.3	267.6	0.0199	0.0231	0.0267	0.0328	3,335	3,538

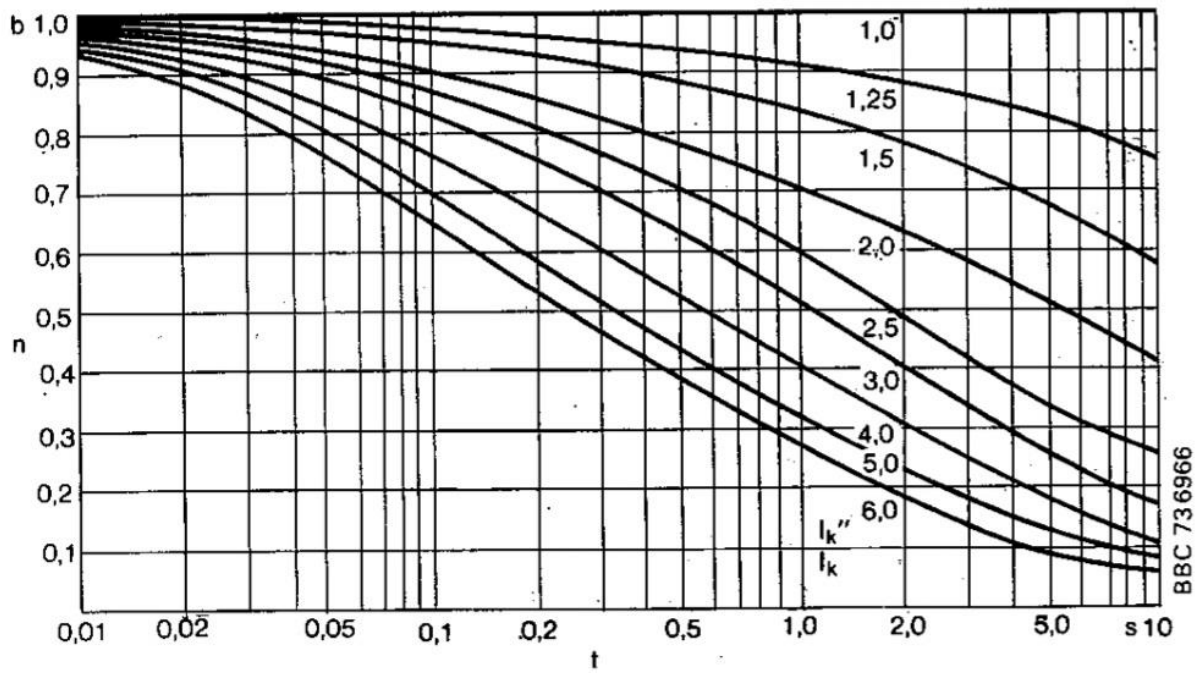
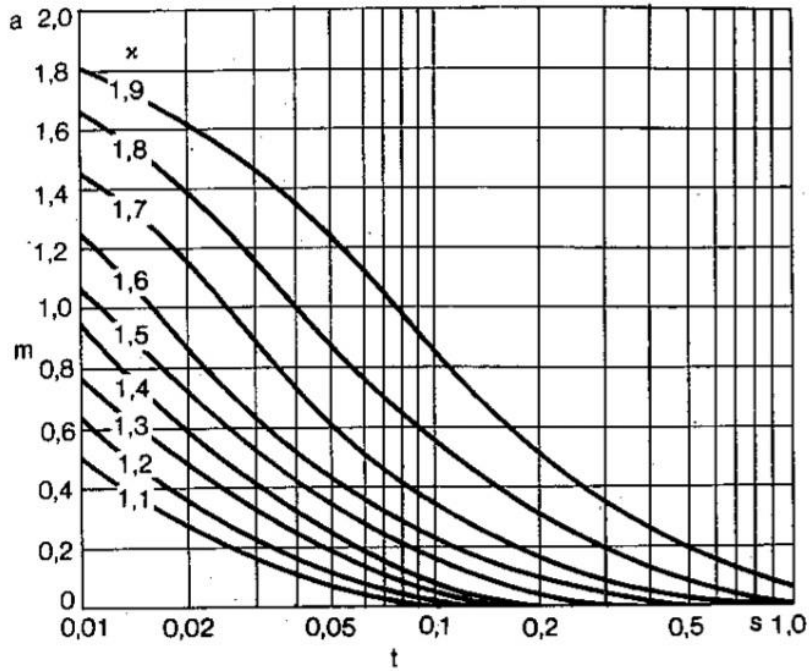
Ampacity values based on 50 Hz, zero elevation, 90° sun altitude, 25°C ambient temperature, 0.5 Solar Absorptivity, 0.5 Emissivity, 0.61 m/sec wind and 96 1,033 W/m², at corresponding surface temperatures. Coefficient of thermal resistance is 0.00403 for international sizes.

ANEXO 5: Cabo 33 kV: NA2XS2Y 18/30 (36)Kv

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 20°C ohms/km	CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 75°C ohms/km	CONDUCTOR AC RESISTANCE BY MAX TEMP ohms/km	CURRENT CARRYING CAPACITY (A)		REACTANCE ohms/km	CHARGING ADMITTANCE A/km	CAPACITANCE uF/km	S.C.C CONDUCTOR 1SEC kA	S.C.C SCREEN 1SEC kA	CONDUCTOR LOSSES IN THE GROUND kW/km
				In Ground 20°C	In Air 30°C						
50	0.641	1.32	0.825	196	217	0.20	0.43	0.12	4.70	3.2	31.7
70	0.443	0.917	0.570	238	270	0.19	0.41	0.13	6.58	3.2	32.3
95	0.32	0.662	0.412	284	328	0.19	0.39	0.14	8.93	3.2	33.2
120	0.258	0.524	0.328	322	378	0.18	0.38	0.15	11.28	3.2	34.0
150	0.203	0.426	0.268	355	425	0.18	0.36	0.17	14.10	5.0	33.8
185	0.164	0.339	0.213	400	485	0.18	0.35	0.18	17.39	5.0	34.1
240	0.125	0.258	0.160	461	572	0.17	0.33	0.20	22.56	5.0	34.6
300	0.100	0.207	0.132	516	649	0.17	0.32	0.22	28.20	5.0	35.1
400	0.0778	0.161	0.103	572	737	0.16	0.32	0.24	37.60	7.1	33.7
500	0.0605	0.125	0.0810	638	835	0.16	0.30	0.26	47.00	7.1	33.0
630	0.0469	0.0972	0.0640	860	1080	0.15	0.29	0.29	59.22	7.1	47.3

ANEXO 6: Abaco BBC 736966 do MIEBBC



ANEXO 7: Características de Barramentos

Tabela 3.1 – Características dos condutores tubulares de alumínio baseado na norma DIN.

Diâmetro externo (D _{ext}) (mm)	Espessura da parede (t _w) (mm)	Área da Seção circular (mm ²)	Massa por metro (Kg)	Intensidade de corrente para E-AlMgSiO,5F22		Intensidade de corrente para E-AlMgSiO,5F25	
				65° (A)	85° (A)	65° (A)	85° (A)
63	4	741	2,00	1150	1530	1110	1480
	5	911	2,46	1280	1700	1240	1640
	6	1074	2,90	1380	1830	1330	1770
80	8	1382	3,73	1560	2070	1510	2000
	4	955	2,58	1400	1860	1350	1800
	5	1178	3,18	1560	2070	1510	2000
100	6	1395	3,77	1690	2240	1630	2160
	8	1810	4,89	1920	2550	1850	2460
	10	2199	5,94	2110	2790	2040	2690
120	4	1206	3,26	1690	2240	1630	2160
	5	1492	4,03	1880	2490	1820	2400
	6	1772	4,78	2040	2710	1970	2620
160	8	2312	6,24	2320	3070	2240	2960
	10	2827	7,63	2540	3360	2450	3240
	4	1458	3,94	1950	2580	1880	2490
180	5	1806	4,88	2170	2880	2090	2780
	6	2149	5,80	2370	3140	2290	3030
	8	2815	7,60	2700	3580	2610	3460
200	10	3456	9,33	2960	3920	2860	3790
	12	4072	10,99	3130	4150	3020	4010
	4	1960	5,29	2520	3330	2430	3220
250	5	2435	6,57	2790	3700	2690	3570
	6	2903	7,84	3060	4050	2950	3910
	7	3365	9,08	3270	4330	3160	4180
300	8	3820	10,31	3490	4630	3370	4470
	10	4712	12,72	3830	5070	3700	4900
	12	5579	15,06	4060	5380	3920	5200
350	4	2463	6,65	3030	4010	2930	3870
	5	3063	8,27	3410	4520	3290	4360
	6	3657	9,87	3720	4920	3590	4750
400	8	4825	13,0	4270	5660	4120	5470
	10	5969	16,1	4680	6200	4520	5990
	12	7087	19,1	4990	6610	4820	6390
450	5	3848	10,4	4140	5490	390	5300
	6	4599	12,4	4520	5990	4370	5780
	8	6082	16,4	5190	6870	5010	6640
500	10	7540	20,4	5700	7560	5500	7300
	12	8972	24,2	6100	8080	5890	7800
	14	10380	28,0	6420	850	6200	8210
550	16	11762	31,8	6640	8800	6410	8500
	7	6443	17,4	5810	7700	5610	7440
	8	7339	19,8	6140	8130	593	7850
600	10	9111	24,6	6720	8900	6490	8600
	12	10857	29,3	7180	9510	6930	9190
	14	12579	34,0	7490	9930	7230	9590
650	16	14275	38,5	7770	10300	7500	9950
	18	15947	43,0	7920	10500	7650	10140
	8	7716	20,8	6420	8510	6200	8220
700	10	9582	25,9	7060	9360	6820	9040
	12	11423	30,8	7540	9990	7280	9650
	14	13239	35,7	7850	10400	7580	10050
16	15030	40,6	8150	10800	7870	10430	

ANEXO 8: Protecções dos painéis da SE LINGAMO

1- Painel de Linha-Transformador- lado 66 kV: Existirá um painel de linha-transformador lado 66 kV, que contará com as seguintes funções de protecção

- Protecção de distância com reengate (21/79)
- Protecção Direcional de Neutro (67N)
- Protecção Diferencial de Linha (87L).
- Máxima / mínima tensão (59/27)
- Equipo de Tele protecção (85A e 85C).
- Função de verificação de sincronismo (25).
- Protecção Sobreintensidade instantânea e temporizada entre fases (50/51)
- Protecção Sobreintensidade instantânea e temporizada de neutro (50N/51N)
- Máxima Tensão Homopolar (59N)
- Protecção diferencial de transformador (87T)
- Relé Buchholz no transformador e no regulador em carga (63B)
- Outras proteções próprias do transformador de potência e da Reactância
- Temperatura máxima no transformador (26)
- Relé de disparo e bloqueio (86-T), com rearme manual, que dispara os disjuntores de ambos os lados do transformador.
- Rearme do transformador
- Painel de comando de alarmes
- Medição de corrente e potências ativa e reativa
- Comando e sinalização da aparelhagem: seccionadores e disjuntor

Lado da linha

- Protecção Diferencial de Linha (87L).
- Protecção Direcional de fases e de neutro (67/67N)
- Protecção de distância de fases e de neutro (21/21N)
- Protecção de Tensão Mínima (27)
- Protecção de Máxima Tensão (59)
- Relé de reengate (79)
- Protecção de falha do disjuntor (50BF)

Lado do Transformador

- Protecção diferencial de fases e neutro do transformador (87T/87TN)
- Protecção Sobreintensidade instantânea e de fases e de neutro (50/50N)
- Protecção Sobreintensidade temporizada de neutro (51/51N)
- Protecção de retrato térmico (49)
- Protecção de falha do disjuntor (50BF)

ANEXO 9: Desenhos da SE Lingamo

- Diagrama Unifilar
- Diagrama de Protecção
- Vista Lateral