



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

Curso: Licenciatura em Engenharia Eléctrica

Trabalho de Licenciatura

TEMA:

**DIMENSIONAMENTO DE UMA SUBESTAÇÃO E LINHA DE TRANSPORTE EM
MT DE 5 MVA/33KV PARA ALIMENTAR OS BAIROS CHAMISSAVA E
INCASSANE A PARTIR DA SUBESTAÇÃO DA MALANGA COM PASSAGEM DA
PONTE MAPUTO/KATEMBE**

Autor

Francisco Joaquim Ganhane

O supervisor

Eng. Manuel Telles

Maputo, Abril de 2021

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

Curso: Licenciatura em Engenharia Eléctrica

Trabalho de Licenciatura

TEMA:

**DIMENSIONAMENTO DE UMA SUBESTAÇÃO E LINHA DE TRANSPORTE EM
MT DE 5 MVA/33KV PARA ALIMENTAR OS BAIROS CHAMISSAVA E
INCASSANE A PARTIR DA SUBESTAÇÃO DA MALANGA COM PASSAGEM DA
PONTE MAPUTO/KATEMBE**

Autor

Francisco Joaquim Ganhane

O supervisor

Engº Manuel Telles

Maputo, Abril de 2021

Francisco Joaquim Ganhane

**DIMENSIONAMENTO DE UMA SUBESTAÇÃO E LINHA DE TRANSPORTE EM
MT DE 5 MVA/33KV PARA ALIMENTAR OS BAIROS CHAMISSAVA E
INCASSANE A PARTIR DA SUBESTAÇÃO DA MALANGA COM PASSAGEM DA
PONTE MAPUTO/KATEMBE**

Trabalho de Licenciatura apresentado ao Departamento de Engenharia Electrotécnica – DEEL, Faculdade de engenharia da Universidade Eduardo Mondlane – UEM como requisito para obtenção do grau de licenciatura pelo programa de graduação em Engenharia Eléctrica

O supervisor

Engº Manuel Telles

Maputo, Abril de 2021



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

Curso de Engenharia Eléctrica

TERMO DE ENTREGA DE RELATÓRIO DO TRABALHO DE LICENCIATURA

Declaro que o estudante Francisco Joaquim Ganhane entregou no dia 29/04/2021 as duas cópias do relatório do seu trabalho de Licenciatura com a Referência do tema: 2020ELTLPL com o tema: Dimensionamento de uma subestação e linha de transporte em mt de 5 mva/33kv para alimentar os bairros chamissava e incassane a partir da subestação da malanga com passagem da ponte maputo/katembe

Maputo, Abril de 2021

A Chefe da Secretaria:

.....

GUIA DE AVALIAÇÃO DO RELATÓRIO ESCRITO



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

F1 - GUIA DE AVALIAÇÃO DO RELATÓRIO ESCRITO

Nome do estudante: Francisco Joaquim Ganhane

Referência do tema: 2020ELTLPL

Data: 08/12/2022

Título do tema: DIMENSIONAMENTO DE UMA SUBESTAÇÃO E LINHA DE TRANSPORTE EM MT DE 5 MVA/33KV PARA ALIMENTAR OS BAIRROS CHAMISSAVA E INCASSANE A PARTIR DA SUBESTAÇÃO DA MALANGA COM PASSAGEM DA PONTE MAPUTO/KATEMBE

1. Resumo										
Apresentação dos pontos chaves no resumo (clareza, organização, correlação com o apresentado)	1	2	3	4	5					
	Secção 1 subtotal (max: 5)									
2. Organização (estrutura) e explanação										
2.1. Objectivos	1	2	3	4	5					
2.2. Introdução, antecedentes e pesquisa bibliográfica	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

2.3. Metodologias	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4. Resultados, sua análise e discussão	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5. Conclusões e aplicação dos resultados (recomendações)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 2 subtotal (max: 45)										
3. Argumentação										
3.1. Criatividade e originalidade	1	2	3	4	5					
3.2. Rigor	1	2	3	4	5					
3.3. Análise crítica, evidência e lógica	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.4. Relação objectivos/ métodos/ resultados/conclusões	1	2	3	4	5					
3.5. Relevância	1	2	3	4	5					
Secção 3 subtotal (max: 30)										
4. Apresentação e estilo da escrita										
4.1. Legibilidade e organização						1	2	3	4	5
4.2. Ilustração e qualidade das figuras e tabelas						1	2	3	4	5
4.3. Estilo da escrita (fluência do texto, uso da língua e gramática)						1	2	3	4	5
4.4. Fontes bibliográficas (citação correcta, referências, etc)						1	2	3	4	5

Secção 4 subtotal (max: 20)	
------------------------------------	--

Total de pontos (max: 100)	
-----------------------------------	--

Nota (=Total*0,2)	
--------------------------	--

Nota: Quando exista a componente gráfica (desenhos técnicos), a nota acima é multiplicada por 0,8 cabendo os restantes 20% do peso à referida parte gráfica.

O supervisor

Maputo, Abril de 2021

ANEXO

GUIA DE AVALIAÇÃO DA APRESENTAÇÃO ORAL E DEFESA (PELO JÚRI)



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

F2 – GUIA DE AVALIAÇÃO DA APRESENTAÇÃO ORAL E DEFESA

Nome do estudante: Francisco Joaquim Ganhane

Referência do tema: 2020ELTLPL

Data: 08/12/2022

Título do tema: DIMENSIONAMENTO DE UMA SUBESTAÇÃO E LINHA DE TRANSPORTE EM MT DE 5 MVA/33KV PARA ALIMENTAR OS BAIROS CHAMISSAVA E INCASSANE A PARTIR DA SUBESTAÇÃO DA MALANGA COM PASSAGEM DA PONTE MAPUTO/KATEMBE

1. Introdução										
1.1. Apresentação dos pontos chaves na introdução (Contexto e importância do trabalho)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 1 subtotal (max: 10)										

2. Organização e explanação

2.1. Objectivos	1	2	3							
2.3. Metodologia	1	2	3	4						
2.4. Resultados, sua análise e discussão	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5. Conclusões e aplicação dos resultados (recomendações)	1	2	3	4	5	6	7	8		
Secção 2 subtotal(max: 25)										

3. Estilo da apresentação										
3. 1. Uso efectivo do tempo	1	2	3	4	5					
3.2. Clareza, tom, vivacidade e entusiasmo	1	2	3	4	5					
3.3. Uso e qualidade dos audio-visuais	1	2	3	4	5					
Secção 3 subtotal (max: 15)										

4. Defesa										
4.1. Exactidão nas respostas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2. Domínio dos conceitos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.3. Confiança e domínio do trabalho realizado	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

4.4. Domínio do significado e aplicação dos resultados	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.5. Segurança nas intervenções	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 3 subtotal (max: 50)										

Total de pontos (max: 100)		Nota (=Total*0,2)	
-----------------------------------	--	--------------------------	--

ANEXO

FICHA DE AVALIAÇÃO GLOBAL



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

F3 - FICHA DE AVALIAÇÃO GLOBAL

Nome do estudante: Francisco Joaquim Ganhane

Referência do tema: 2020ELTLPL

Data: 08/12/2022

Título do tema: DIMENSIONAMENTO DE UMA SUBESTAÇÃO E LINHA DE TRANSPORTE EM MT DE 5 MVA/33KV PARA ALIMENTAR OS BAIROS CHAMISSAVA E INCASSANE A PARTIR DA SUBESTAÇÃO DA MALANGA COM PASSAGEM DA PONTE MAPUTO/KATEMBE

AVALIADOR	NOTA OBTIDA	PESO(%)
Relatório escrito (F1)	N1=	A= 60
Apresentação e defesa do trabalho (F2)	N2=	B= 40

CLASSIFICAÇÃO FINAL $= (N1 \cdot A + N2 \cdot B) / 100$

OS MEMBROS DO JURI:

ASSINATURAS

Membro 1 (O Presidente)	
Membro 2	
Membro 3	

O estudante

(Francisco Joaquim Ganhane)

O Director do Curso

(Eng. Zefanias Mabote)

O Chefe do Departamento

(Engº José Nelson Guambe)

Maputo, Abril de 2021

DECLARAÇÃO DE AUTORIA

Eu, Francisco Joaquim ganhane, declaro por minha honra que o presente trabalho é fruto da minha investigação em coordenação com o meu supervisor, sustentei-me de consultas bibliográficas. Todas as fontes consultadas estão devidamente citadas e as mesmas constam na bibliografia desse trabalho.

Declaro ainda que este trabalho não foi apresentado em nenhuma outra instituição para obtenção de qualquer grau académico.

Maputo, Abril de 2021

Francisco Joaquim Ganhane

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, por me terem ensinado os valores da vida (o amor, honestidade e humildade), pelo constante apoio, motivação, por sempre acreditarem em mim e me incentivarem na busca dos meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, por ter iluminado o meu caminho durante toda a minha jornada académica, por me ter dado força, paciência e sabedoria de nunca interromper esta difícil e longa caminhada.

Agradeço aos meus pais por me terem feito membro deste mundo, por me fazerem perceber que os melhores amigos que poderia ter durante esse percurso são a caneta e os cadernos, pelo apoio incondicional em todos momentos independentemente da distância; ao apoio directo ou indirecto das minhas irmãs que deram para que este percurso se concretizasse.

Ao professor e orientador Eng. Manuel Telles, pela dedicação e paciência para comigo durante a realização deste trabalho.

Agradeço especialmente ao meu pai (Joaquim Francisco Ganhane) e a minha namorada (Mariana Ernesto Gemo), pela enorme força e outras formas de apoio que deram quando mais precisei; á família toda que de uma ou de outra forma prestaram o seu contributo; a todos meus professores e colegas de turma que sempre acreditaram em mim.

Este trabalho dedico especialmente aos melhores pais que Deus me deu, que dentro das suas dificuldades deram um muito de si, deixando seus planos de lado para que esse trabalho se tornasse real.

RESUMO

A procura da melhor qualidade nos serviços de fornecimento e distribuição da energia eléctrica para os consumidores tem sido o maior desafio para a concessionária e produtores de energia. No presente trabalho realizar-se-á um estudo com o objectivo de garantir melhores serviços na rede de distribuição de energia na zona de Katembe.

Constatou-se que para a zona em estudo, os bairros Incassane e Chamissava nos últimos anos teve um crescimento habitacional considerável e é um ponto de expansão para novas instalações de indústrias, centros comerciais e entre outras cargas futuras.

O projecto de implementação de uma nova subestação na zona de Katembe tem como finalidade o desenvolvimento de um sistema eficaz, viável nos pontos de vista técnico e que aumente a confiabilidade que a carga pode exigir e na expansão da rede.

Este trabalho utiliza a experiência composta por duas subestações (subestação da Malanga e a subestação de Salamanga) em que a seleção da fonte de alimentação será feita por intermedio de uma subestação de seccionamento, a subestação em projecto irá conectar as subestações de Malanga e Salamanga que consequentemente ira formar um sistema de subestações em anel.

Tal unidade foi concebida sob uma perspectiva didáctica, para possibilitar a apropriação das habilidades técnicas e conhecimentos tecnológicos necessários para: a) actuar nas diversas ocupações demandadas pelo sector (instaladores, projectistas e engenheiros); b) desenvolver pesquisas na área (especializações, mestrados e doutorados).

ÍNDICE

ABREVIATURAS E SIMBOLOS	iv
CAPÍTULO I. INTRODUTÓRIA	1
1.1 Introdução	1
1.2. Problematização.....	2
1.3. Objectivos do Trabalho	2
1.3.1. Objectivo Geral	2
1.3.2. Objectivo específico.....	2
1.4. Motivação.....	2
1.5. Estrutura do Trabalho.....	3
1.6. Metodologia.....	3
a) Peças Escritas	5
CAPÍTULO II. SUBESTAÇÕES ELÉCTRICAS	5
2.1. Classificação das Subestações.....	5
2.2. Componentes de uma Subestação	6
2.3. Topologias de barramentos.....	9
2.4. Proteções	10
CAPITULO III.ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DA CARGA ELÉCTRICA	11
3.1. Localização	11
3.2. Alimentação	12
3.3. Estudo da Carga nos Bairros de Acordo com o Consumo	12
CAPITULO IV.METODOLOGIA DE CÁLCULO MECÂNICO DA LINHA DE TRANSPORTE EM MT	16
4.1. Cálculo Mecânico em Transporte Aéreo	16
4.2. Segurança	19
4.2.1. Ligações de terra.....	19
CÁLCULO I	21

CAPÍTULO V. METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO DE UMA SUBESTAÇÃO .	21
5.1. Dimensionamento de Condutores e Barramentos	21
5.2. Rede de Terra	23
5.3. Rede de Terra Aérea.....	26
5.4. Escolha dos TC's e TT's	27
5.5. Seleção do Para - raios.....	28
5.6. Coordenação do Isolamento	29
5.5. Seleção do Seccionador	30
5.5.1. Tensão Nominal	30
5.5.2. Corrente Nominal	31
CÁLCULO II	32
CAPÍTULO VI. ANÁLISE E DIMENSIONAMENTO DA SUBESTAÇÃO TRANSFORMADORA E DE SECCIONAMENTO EM KATEMBE	32
6.1. Memória Descritiva e Justificativa	32
6.2. Dimensionamento de Condutores e Barramentos	34
6.3. Rede de Terra	40
6.4. Rede de Terra Aérea.....	42
6.5. Escolha dos TC's e TT's	44
6.7. Escolha do Para-raios	45
6.8. Coordenação do Isolamento	45
6.9. Escolha do Seccionador.....	46
CÁLCULO III	47
CAPÍTULO VII. DIMENSIONAMENTO MECÂNICO DA LINHA DE TRANSPORTE	47
7.1. Cálculo de Forças que Actuam nos Condutores na Linha em Transporte Aéreo...	47
7.2. Dimensionamento dos Isoladores	49
CAPÍTULO VIII. CARACTERISTICAS GERAIS DA SUBESTAÇÃO, ESPECIFICAÇÃO MEDIÇÃO DO MATERIAL E ESTIMATIVA DE CUSTO	51

8.1. Características gerais da subestação	51
8.2. Especificação do Material	51
8.3. Medições de Material	53
8.3. Apresentação do custo do projecto	55
CAPÍTULO IX. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	59
9.1. Conclusões	59
9.2. Recomendações	60
BIBLIOGRAFIA	61
Peças Desenhadas	B
Anexo I. Tabelas para o dimensionamento mecânico	C
Anexo II. Tabelas para o dimensionamento eléctrico dos Condutores	D
Anexo III. Tabelas para o dimensionamento dos Isoladores	E
Anexo IV. Tabelas para o dimensionamento de cargas	E
Anexo V. Tabelas para o dimensionamento de potências nominais, aparelhos de aquecimento e eletrodoméstico	F
Anexo VI. Dimensionamento de carga	H
Anexo VII. Tabelas para o dimensionamento do pára-raio	K
Anexo VIII. Tabelas para o dimensionamento do seccionador	N

ABREVIATURAS E SIMBOLOS

C	Coeficiente de forma	°C ⁻¹
D	Diâmetro do condutor	m
E	Módulo de elasticidade	daN/mm ²
e	Espessura da manga de gelo	m
F_v	Força proveniente da ação do vento	daN/m
F_{vc}	Força proveniente da ação do vento na cadeia de isoladores	daN
F_x	Solicitação mecânica transversal à linha	daN
F_y	Solicitação mecânica longitudinal à linha	daN
F_z	Solicitação mecânica vertical à linha	daN
F_x	Esforço transversal à linha calculado	daN
F_y	Esforço longitudinal à linha calculado	daN
L	Comprimento do vão	m
L1	Comprimento do vão com desnível	m
Lcr	Vão crítico	m
Ld	Vão de derivação	m
Leq	Vão equivalente	m
Lf	Linha de fuga mínima	mm
Lfe	Linha de fuga específica	
Lfisol	Comprimento da linha de fuga de um isolador	mm
Li	Somatório de vãos	m
mi	Coeficiente de sobrecarga para o estado atmosférico Inverno	
Mk	Coeficiente de sobrecarga para o estado atmosférico de Verão	
m1	Coeficiente de sobrecarga para o estado atmosférico de Inverno	
m2	Coeficiente de sobrecarga para o estado atmosférico de Verão	
Pa	Peso da armação	kg
Pcis	Peso da cadeia de isoladores	kg
q	Pressão dinâmica do vento	Pa
T	Tensão de ruptura dos condutores	daN
Tk	Tensão mecânica no estado de flecha máxima	daN/mm ²
tmax	Tensão máxima de serviço para o estado mais desfavorável	daN/mm ²
Tmk	Tensão de montagem a determinar	daN/mm ²
Tseg	Tensão máxima de tração	daN/mm ²
Un	Tensão nominal	kV
σ	Secção do condutor	mm ²
α	Coeficiente de redução	
α_d	Coeficiente de dilatação térmica	°C ⁻¹
β	Ângulo entre o eixo xx' e o vão S2	g
β_1	Ângulo associado ao vão S1	g
β_2	Ângulo associado ao vão S2	g
β_d	Ângulo entre o eixo xx' e o vão Sd	g
ω	Peso específico linear do condutor	daN
θ_i	Temperatura no estado mais desfavorável	°C
θ_k	Temperatura no estado de Verão	°C
θ_1	Temperatura no estado atmosférico de Inverno	°C
θ_2	Temperatura no estado atmosférico de Verão	°C
K	Coeficiente de queda de tensão do cabo	V/A x km
i	Taxa de crescimento e chegada no bairro	(%)
L	Comprimento do poste	m
C1	Coeficiente de correção por agrupamento de listas de cabos unipolares, em contacto entre si, dispostos sobre estruturas.	
C2	Coeficiente de correção pelo aumento de 15°C da temperatura do ar na canalização	
C3	Coeficiente de correção por listas de cabo em paralelo	
TC	Transformador de Corrente	
TP	Transformador de Potência	
TT	Transformador de Tensão	
BC	Bateria de Condensadores	

TC's – Transformadores de Corrente
TT's – Transformadores de Tensão
BT – Baixa Tensão
MT – Média Tensão
AT – Alta Tensão
ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
NBR – Norma Brasileira
MAT – Muito Alta Tensão
SE – Subestação
SA – Serviços Auxiliares
CC – Curto-Circuito
BIL – *Basic Insulation Level*
AIS – *Air-Insulated Substations*
GIS – *Gas-InsolatedSubstations*
mm – Milímetros
mm²– Milímetros quadrados
m – Metros
km - Quilômetros
A – Amperes
V – Volts
kV – Kilovolts
kA – Kiloamperes
MW – Megawatts
MVA - Megavolt-amperes
Ω – Ohms
ft – pés
lb – libra
in – polegadas
Hg – Hectograma

CAPÍTULO I. INTRODUTÓRIA

1.1 Introdução

A EDM como Empresa Estatal foi criada em 27 de Agosto de 1977, dois anos depois da independência nacional. O seu objectivo era explorar e estabelecer os serviços de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Nas últimas décadas, a EDM tem vindo a expandir a rede eléctrica para as novas zonas em expansão pela crescente industrialização e desenvolvimento tecnológico, acompanhado do crescimento demográfico e da consequente evolução do consumo.

Com o crescimento demográfico aumenta o número de consumo e a rede de distribuição tem de ser reforçada e modernizada, de forma a dar resposta a estas exigências. Com essa intenção, de desenvolver e reforçar a energia eléctrica aos bairros de Chamissava e Inhassane, no Distrito Municipal de KaTembe, onde com um rápido desenvolvimento e alta taxa de ocupação demográfico, a energia se tornou insuficiente e ficando alguns consumidores fora do sistema de abastecimento dos mesmos.

Nos bairros em estudo, muitas famílias e estabelecimentos comerciais ainda não foram electrificados apesar de estarem próximos a uma linha de média tensão que vem da subestação de Salamanga e tem a saída a 33kVa a partir da subestação de Beluluane. Dizer também que o Distrito carece de uma fonte de alimentação alternativa que possa melhorar a sua qualidade de energia.

Face a aumentar a qualidade de energia e electrificar os bairros é proposto dimensionar uma nova linha de transporte pela passagem da ponte Maputo/Katembe, a partir da subestação da Malanga até a de Katembe, a propor.

O trabalho descreverá a alimentação e transporte de energia eléctrica através da ponte onde sairá o nível de tensão no barramento de chegada do transformador que se encontra na subestação da Malanga, o qual é alimentado pela CTM com o nível de tensão de 33kV.

1.2. Problematização

O transporte e distribuição de energia eléctrica tem vários factores de optimização, sendo o nível de tensão o mais essencial, isso se deve ao facto das perdas no transporte e distribuição na rede ocorrer por efeito Joule. Como tal, quanto maiores forem os valores da corrente, maiores serão as perdas. Sendo a potência a transportar um valor constante, isso significa que quanto mais elevados forem os valores da tensão, menor será a intensidade de corrente na linha e, conseqüentemente, menores serão as perdas por efeito Joule.

Para minimizar o problema de perdas elevadas no transporte de energia por ligar a entrada da subestação da Katembe, será ligado ao barramento de chegada do transformador que se encontra na subestação da Malanga, o qual é alimentado pela CTM com o nível de tensão de 33kV.

1.3. Objectivos do Trabalho

1.3.1. Objectivo Geral

Dimensionar a subestação e a linha de transporte em MT de 5MVA para alimentar os bairros Chamissava e Incassane a partir da subestação da Malanga a 33kV trifásica.

1.3.2. Objectivo específico

- Efectuar o levantamento da carga prevista, dados da linha (potência e tensão) para desenvolvimento do projecto;
- Dimensionar a subestação transformadora e de seccionamento para interligar a subestação de Salamanga e da Malanga;
- Dimensionar a linha de transporte em MT;
- Especificar os equipamentos necessários para o funcionamento do sistema;
- Avaliar o custo e impacto de implementação do projecto.

1.4. Motivação

É calculável que o fornecimento de energia eléctrica seja abrangente para todo o habitante a nível nacional. Nesse sentido, é necessário expandir a rede de distribuição a todos os locais geográficos em que existam habitantes. Para além de expandir, é

necessário remodelar as redes de distribuição existentes, de forma a diminuir o impacto ambiental e aumentar a eficiência energética e a segurança da rede.

Pretende-se com este trabalho desenvolver um sistema eficiente, a custo adequado, viável nos pontos de vista técnico e que aumente a fiabilidade que a carga pode exigir através da utilização de uma rede que vem da subestação de Salamanga.

1.5. Estrutura do Trabalho

O trabalho tem oito capítulos devidamente organizados, tendo sido iniciado com uma abordagem geral da problemática em estudo, definições teóricas, métodos e procedimentos de cálculo de MT, passando por um caso prático e finalizando com conclusões e possíveis desenvolvimentos futuros.

O primeiro capítulo realiza uma abordagem geral da problemática em estudo, onde refere o objecto que impulsiona à realização do mesmo, a motivação, a metodologia e por fim, expõe a notação utilizada.

O segundo capítulo aborda os conceitos e constituições da subestação abaixadora.

O terceiro capítulo aborda a metodologia de desenvolvimento do projecto eléctrico de uma subestação.

O quarto capítulo faz uma análise teórica ao conceito de linhas aéreas e subterrâneas de MT e são definidos os materiais que a constituem.

O quinto capítulo apresenta o estudo de caso para o dimensionamento da carga eléctrica nos bairros de Katembe.

O sexto capítulo faz a análise e dimensionamento da subestação transformadora e de seccionamento em Katembe que será interligada pelas subestações de Salamanga e Malanga para alimentar uma rede de transformadores de 5 MVA.

O sétimo faz a análise e dimensionamento eléctrico para a linha de transporte.

O oitavo capítulo são mostradas as conclusões procedentes do estudo elaborado e são indicados prováveis desenvolvimentos futuros.

1.6. Metodologia

O trabalho segue uma sequência minuciosamente traçada para trazer os melhores resultados e tratamento dos resultados. Assim sendo, o trabalho obedece a seguinte sequência metódica:

1ª Fase: Revisão da Literatura -Preparação do trabalho de campo, nesta fase foi feitas leituras minuciosas de modo a obter o quadro teórico sobre questões relacionadas ao dimensionamento de um sistema eléctrico em média tensão referente a distribuição, consultadas obras e documentos nas bibliotecas, como a Biblioteca da Faculdade de Engenharia e da EDM.

2ª Fase: Levantamento preliminar de dados de campo – O trabalho de campo foi efectuado através de método directo, usando guiões previamente elaborados, aplicados aos residentes e estruturas da área em estudo, com vista a obter informações sobre as formas de ocupação do bairro, fazer um estudo para alimentar o bairro sem interferir nas ligações de clientes ou bairros próximos que tem a ligação a partir da subestação de Beluluane.

3º. Trabalho de Campo: O estudante visitou a empresa EDM na Malanga e o bairro Katembe a fim de colher os dados necessários. Os inquéritos foram realizados nas manhãs durante a semana laboral da instituição.

4º. Lançamento e análise de resultados: Esta etapa decorre em paralelo com a etapa anterior e com a etapa posterior a esta. Usar-se-á um tratamento estatístico dos dados colhidos em campo para que a inferência aplicada ao estudo seja a mais próxima da realidade, contando com todos os possíveis erros. Far-se-á com auxílio do *Microsoft Excel*.

5º. Elaboração do relatório: À medida que cada etapa deste trabalho estiver em desenvolvimento, far-se-á a compilação do relatório.

A partir do estudo pretende-se alcançar os objectivos expostos e, além de elaborar um relatório final de pesquisa a partir do inquérito.

a) Peças Escritas

CAPÍTULO II. SUBESTAÇÕES ELÉCTRICAS

Subestações eléctricas são instalações que interligam as redes de transmissão e distribuição, a fim de adequar os níveis de tensão e corrente nas linhas, além de garantir a sua protecção e controlo do fluxo de potência desde a geração até à carga.

2.1. Classificação das Subestações

As subestações podem ser classificadas comparativamente a parâmetros quanto a níveis de tensão, função, aplicação e o tipo de instalação.

2.1.1. Quanto aos níveis de tensão

Os transformadores presentes numa subestação podem se classificam em alta tensão (AT) e média tensão (MT). As tensões padronizadas no país são: a MT vai até 66 kV, com valores específicos de 11/33/66 kV, a AT até 300kV, com valor específico de 110/220/275kV.

2.1.2. Quanto a função

Dividem-se em elevadoras, abaixadoras, de manobra e de conversão. [9]

2.1.3. Quanto a aplicação na rede

Dividem-se em transporte, distribuição e de cliente.

2.1.3.1. Subestações de Transporte

As subestações de transporte são elevadoras de tensões para um valor superior àquelas que recebem, de forma a transmitir a longas distâncias. Interligam e seccionam as linhas de transmissão, garantindo que o transporte chegue à rede de distribuição.

2.1.3.2. Subestações de Distribuição

Estas encontram-se próximo dos consumidores, baixando os valores de tensão para que a energia esteja em condições de ser utilizada pelos consumidores, na sua maioria de MT com algumas indústrias e outros casos em AT.

2.1.3.2. Subestações de Cliente

Caso o consumidor produza energia pode precisar de uma subestação para transformá-la, sendo o proprietário dela.

2.1.4. Quanto a tipo de instalação

As instalações podem ser exteriores ou interiores. As externas exigem manutenção mais frequente, uma vez que os seus aparelhos estão sujeitos às condições atmosféricas que podem deteriorar os equipamentos enquanto as internas, são construídas em locais protegidos aonde estão protegidas das variabilidades do clima.

2.2. Componentes de uma Subestação

Uma subestação é constituída por equipamentos de transformação, de manobra, de compensação de reactivos e de protecção.

2.2.1. Transformador de potência

O transformador de potência é um transformador de elevada potência planeado para ter alta eficiência, de modo a minimizar o desperdício de energia e o calor gerado. Possui um comutador de tomadas que se destina a modificar a relação de transformação e controlando a tensão secundária e adaptando assim regimes de carga.

2.2.2. Transformadores de medida

Os transformadores de medida destinam-se a transformar os valores elevados de corrente e de tensão em valores adequados para serem registados pelos contadores de energia, relés de protecção e outros aparelhos de medida que se encontram na subestação. Desta forma, as medidas são feitas com elevados níveis de precisão e baixos níveis de perdas. Os transformadores são de corrente ou tensão.

2.2.3. Seccionadores

São equipamentos que funcionem sem carga, usados para isolar equipamentos sujeitos a manutenção. Para tal, são instalados em cada lado do equipamento e, estando em posição aberta, garantem que não passa corrente eléctrica, podendo realizar-se a manutenção em segurança.

2.2.3.1. Formas de operação

O comando de operação de um seccionador é feita de forma manual (*swing handle* e manivela) ou automática. A sua escolha é baseada na força requerida para o funcionamento do aparelho. A prática geral é a de usar o *swinghandle* para seccionadores de 66kV ou menos e manivela para aqueles de tensão superior a 110kV. Também se pode acionar os dispositivos remotamente, estando o seccionador integrado no sistema de supervisão e controlo das subestações (SCADA). [13]

É acoplado aos seccionadores um equipamento de encravamento que impede que ocorram erros na sequência de operação com o objectivo de assegurar que os disjuntores cortam a carga antes dos seccionadores abrirem quando se pretende tirar de serviço um certo ramo. Por outro lado, quando se pretende recolocar em serviço o ramo, os seccionadores fecham antes do disjuntor voltar à posição de engate.

2.2.4. Disjuntores

A principal função dos disjuntores é o corte de correntes de defeito no menor tempo possível, de forma a evitar ou limitar possíveis danos nos equipamentos. Também actuam perante correntes normais de carga, correntes de magnetização de transformadores e correntes capacitivas de bancos de condensadores e linhas em vazio.

2.2.5. Proteção contra sobretensão

Os aparelhos que protegem os equipamentos contra as sobretensões quer atmosféricas quer de manobra devem apresentar as seguintes características:

- a) Alta impedância durante o serviço normal da rede, garantindo um mínimo de perdas em regime estacionário;
- b) Uma fraca impedância quando são solicitados por uma sobretensão, de forma a garantirem a limitação da tensão;
- c) Dissipar ou armazenar, sem deterioração, a energia durante a sobretensão.
- d) Retornar ao seu estado inicial depois da dissipação da sobretensão.

2.2.6. Banco de condensadores

É constituído por conjuntos de baterias de condensadores com a função de compensação da potência reactiva de forma a minimizar as perdas nas linhas.

2.2.7. Reactância de Neutro

A reactância de neutro permite limitar as sobretensões e as correntes de defeito. O neutro pode ser ligado directamente à terra, ou por intermédio de uma resistência, de uma reactância ou ser isolado. Cada caso tem a sua particularidade relativamente às consequências que tem para as correntes de defeito e níveis de sobretensões.

2.2.8. Isoladores

Empregam-se isoladores como elementos de montagem e podem ser revestidos de várias formas conforme os fins a que se destinam. Em espaços interiores são usados isoladores de porcelana ou de materiais epóxicos e ao ar livre se usam isoladores de porcelana e de vidro.

2.2.9. Pára-raios

Os pára-raios são as principais proteções contra sobretensões atmosféricas e de comutação no sistema. São normalmente conectado em paralelo com o equipamento a ser protegido para desviar a corrente de descarga, podendo ser instalado na entrada da linha, na saída da linha e na extremidade de algumas barras de media tensão de subestações. [24]

A seleção é feita em duas fases principais:

Selecionando as características eléctricas dos para-raios com os requisitos eléctricos do sistema:

- a) Tensão nominal do pára-raio;
- b) Capacidade de energia e classe de descarga de linha;
- c) Níveis de proteção e;
- d) Margem de proteção.

Selecionando as características mecânicas dos para-raios com os requisitos mecânicos e ambientais do sistema:

- a) Distancia de fuga extrema e;

b) Resistência mecânica.

2.3. Topologias de barramentos

Os factores a ter em conta na escolha são a voltagem, a capacidade de carga, as questões ambientais, as limitações de espaço e os requisitos das linhas de distribuição.

2.3.1. Barramento Simples

É geralmente usada em subestações de pequena dimensão. Tratando-se apenas de um barramento, mesmo com um relé de proteção, a sua fiabilidade é muito baixa, uma vez que um defeito ou uma necessidade de manutenção no barramento ou nos seus circuitos subjacentes implica a saída de serviço de todo o sistema.

2.3.2. Barramento principal e de transferência

Esta topologia acrescenta um barramento de transferência e um disjuntor por onde se faz a ligação ao barramento. Quando é retirado de serviço um disjuntor, a ligação referida entre os dois barramentos assegura que a carga respetiva continua a ser alimentada. Tem a possibilidade de manutenção de um dos barramentos mantendo as cargas no outro barramento.

2.3.3. Barramento duplo com disjuntor simples

Este liga cada circuito a dois barramentos, tendo um disjuntor de conexão entre eles. Este encontra-se fechado em operação normal, permitindo que cada circuito esteja ligado a pelo menos um barramento. Isto vai aumentar a fiabilidade e a flexibilidade de operação, podendo ocorrer um defeito sem a interrupção do fornecimento às cargas.

2.3.4. Barramento duplo com “By-pass”

Com esta configuração, consegue-se fazer manutenção do disjuntor de uma linha ou transformador, ou a sua substituição, sem interrupção de serviço. No entanto, a linha fica protegida pelo disjuntor do paralelo de barras durante as manobras.

2.3.5. Barramento duplo com disjuntor duplo

Cada circuito tem dois disjuntores e dois barramentos. Os circuitos são independentes entre si, não havendo interrupção de outro para além daquele onde ocorre o defeito. A manutenção dos seccionadores é facilitada, visto que podem ser retirados de serviço sem perturbar o funcionamento do circuito em que se encontram.

2.3.6. Barramento em anel simples

Os disjuntores estão dispostos em anel com os circuitos ligados neles, uma falha no barramento apenas vai interromper o circuito nessa secção. Os seccionadores e barramento no anel devem ter o mesmo nível de intensidade, visto que o fluxo de corrente vai alterar-se dependendo da posição dos seccionadores, podendo um disjuntor assegurar a protecção da linha enquanto outro estiver fora de serviço.

2.3.7. Barramento duplo com disjuntor e meio

Em cada circuito, apresenta três disjuntores em série entre dois barramentos. Dois circuitos estão ligados entre os três disjuntores. Em operação normal, os disjuntores estão fechados e os barramentos energizados. Esta topologia tem uma alta fiabilidade e boa operação dos relés de protecção, não há interrupção de circuitos em caso de falha.

2.4. Protecções

O sistema de protecção é um sistema diferente, actua sobre a aparelhagem de corte de modo a isolar o defeito. Cada equipamento deverá ser protegido, no mínimo, por dois conjuntos de protecção completamente independentes e redundantes. Assim, uma será chamada protecção principal e a outra denominada protecção 'de reserva'.

Os principais objectivos de um sistema de protecção são:

- a) Segurança pessoal;
- b) Manter a integridade dos equipamentos e;
- c) Isolar a parte afetada do restante do sistema.

CAPITULO III. ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DA CARGA ELÉCTRICA

3.1. Localização

O Distrito Municipal Katembe situa-se a Sul da Cidade de Maputo. É limitado a Norte e Leste pela Baía de Maputo, a Sul, pelo Distrito de Matutuine através da Avenida do Metical e a Oeste pelo Distrito de Boane através do Rio Tembe. Fica a cerca de 5 km, por estrada, ao sul do distrito empresarial central de Maputo. Antes da construção da ponte Maputo-Katembe, a rota tortuosa foi de 136 quilómetros de comprimento.

Coordenadas geográficas são: 26 ° 00'18.0 "S, 32 ° 33'35.0" E.

Latitude: -26,005000; Longitude: 32.559722.

Administrativamente é subdividido em cinco (5) Bairros nomeadamente:

- a) Guachene, com 08 quarteirões;
- b) Chalí, com 13 quarteirões;
- c) Inguide, com 08 quarteirões;
- d) Chamissava, com 16 quarteirões (do projecto) e;
- e) Incassane, com 18 quarteirões (do projecto).

A superfície total do Distrito é de 174 km². Segundo o censo populacional de 2007, o Distrito possui uma população total de 20.629 habitantes, sendo uma densidade populacional de 1 habitante por m². Cerca de 80% da população dedica-se a actividade agrícola familiar, 10% tem a pesca como seu meio de sustento e os restantes se ocupam a outras actividades (comércio, prestação de serviços).

O Plano de Urbanização projectado para 2025 compreenderá diversas áreas de actividades: a área de comércio e serviços representa 20,3% das áreas de construção por actividade, 58% estão destinados à habitação e os restantes estão destinados a indústria e logística (11%), equipamentos e coletivos (6,1%), e 3,1% da área está destinado ao turismo, segundo mostra a figura 2 em anexo.

3.2. Alimentação

O projecto enquadra-se nos esforços do estudante de satisfazer a crescente procura de energia eléctrica para a electrificação rural e para alimentar os projectos de residências e comércios do Distrito da Katembe.

Será dimensionado uma potência para alimentar os bairros Chamissava e Incassane a partir da subestação proposta em katembe e a linha terá um comprimento de 5,5km dos quais 3,5 km pelo cabo subterrâneo e galeria ao longo da passagem da ponte (comprimento de 460m da subestação até a entrada da ponte e 3041m pela ponte) e os restantes 2 km são cabos aéreos, da saída da ponte até a subestação proposta. Será igualmente alimentado pela linha que vem do poste de transformação da bela vista que actualmente alimenta a zona da katembe.

3.3. Estudo da Carga nos Bairros de Acordo com o Consumo

A potência foi dimensionada tendo em conta o fluxo de ocupação dos bairros e as actividades desenvolvidas obedecendo os pormenores: o bairro Chamissava tem uma área de 45 km², uma escola de nível primário do segundo grau e é composta por 16 quarteirões que fazem 460 famílias das quais 436 são de baixo consumo com aproximadamente 3 kVA e 24 de consumo médio com uma carga prevista de 5 a 7 kVA.

E o bairro Incassane tem uma área de 51 km², uma escola de nível primário do segundo grau, um centro de saúde e é composta por 18 quarteirões, tem 607 residências das quais 541 são de consumo baixo e 66 de consumo médio. Para o projecto são esperadas 977 ligações monofásicas e 90 ligações trifásicas, para uma área de 96 km², conforme se explica nas tabelas em anexo VI.

O consumo total previsto para uma residência em média é de 4,012kW mas lembrando que nem todos os equipamentos serão ligados em simultâneo, daí que se opta por um consumo monofásico com potência requerida de 3,3kW. Os cálculos estão em anexo VI.2.

Também usou-se o mesmo processo, seleccionar as casas e depois se inquerir a potência. No anexo VI.2 estão detalhados os cálculos de consumo para uma residência

trifásica, onde este tipo em média é de 9,575 kW, daí que se opta por um consumo trifásico com potência requerida de 6,5 - 7 kW.

No caso do centro de saúde é atendida por redes secundárias trifásicas (380/220V), com carga instalada de 15,1 kW e o fornecimento deve ser a 4 fios, sendo a entrada de serviço dimensionada pelo consumo. No anexo VI.3 estão apresentados os cálculos da carga instalada.

As duas escolas servem o nível primário, não apresentam laboratórios e não apresentam turmas nocturnas, então o seu consumo é baixo e foi anexado como trifásica de 6,5 a 7kW, considerando as futuras instalações.

Os dois bairros tem uma área de 96km², segundo que a EDM estima uma área de 30m² a 40 m² para se instalar uma luminária de iluminação pública. Sendo assim o número de candeeiros/ luminárias necessários serão:

$$\text{Número de luminárias} = 96\text{km}^2 / 40\text{m}^2 = 2400$$

Os candeeiros a usar são de LED marca Green King Cobra GC2 tem uma potência de 36 W. O consumo previsto das 2400 luminárias com 36 W.

$$\text{Consumo} = 36\text{W} * 2400 = 86 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia de Iluminação} = 86\text{kW} * 0,7 = 60,48 \text{ kW}.$$

A funcionar dá um consumo de energia diário de 86 kWh, multiplicando pelo factor de uso (0,7), tem se a potência total de 60,48 kW.

De lembrar que a EDM oferece uma potência de 2,2 até 3,3 kVA para as ligações monofásicas e superiores a 3,3 kVA para as ligações trifásicas. A carga de consumo prevista para os bairros de acordo com inquérito foi de 3070,60 kVA.

Para tal, começa-se por calcular a potência correspondente ao troço que é:
$$\text{PotênciaTotal(portroço)} (kVA) = \Sigma \text{ número de instalações} * \text{potência respectiva} = 977 * 3,3 \text{ kVA} + 90 * 6,5 \text{ kVA} + 60,48 \text{ kVA} + 15,1 \text{ kVA} = 3884,68 \text{ kVA}.$$

De seguida, é calculada a potência total com o respetivo coeficiente de simultaneidade ($C = 0,8 + 0,2/\sqrt{n}$). Com base na equação anterior tem-se: $PotênciaTotal (kVA) = 3884,68 \text{ kVA} * (0,8 + 0,2/\sqrt{1067}) = 3131,53 \text{ kVA}$

É preciso projectar a carga a ser requerida daqui a 5 anos a fim de evitar o fornecimento da potência na sua capacidade máxima. A carga total prevista para os bairros daqui a cinco (5) anos será de 3684,72 kVA. Conforme o cálculo:

$$\text{Carga total} = 3131,53 \text{ kVA} * (1+0,10)^5 = 5043,4 \text{ kVA}$$

Assim sendo, a linha deverá ter uma potência de 5 MVA, 33kV a 50 Hz.

Depois de se definir o valor da potência a injectar na rede, é preciso a seguir calcular a potência previsível a instalar em cada bairro ou quarteirão. Efectua-se o cálculo da área aproximada necessária para implementar o sistema. Para o fornecimento de 1 kW tem que existir uma área disponível aproximada de 30m².

O bairro de Chamissava tem uma área de 45 km² dividido pela área aproximada de 30 m² fica com a capacidade de 1,5 MVA ($45 \text{ km}^2 / 30 \text{ m}^2 = 1,5 \text{ MVA}$). Enquanto o bairro Incassane tem uma área de 51 km², ficará com uma potência de 1,7MVA.

Os dois bairros tem uma potência de 3,2MVA pelo método de cálculo aproximado da área, valor este, próximo calculado pelas cargas de 3,131MVA. A seguir também pode-se confirmar a proporcionalidade da potência exigida em cada bairro como calculado no parágrafo anterior.

$$\text{Carga do bairro Chamissava} = 3131,53 \text{ kVA} * 460 \text{ famílias} / 1067 \text{ famílias} = 1349,83 \text{ kVA}$$

$$\text{Carga do bairro Incassane} = 3131,53 \text{ kVA} * 607 \text{ famílias} / 1067 \text{ famílias} = 1781,18 \text{ kVA}$$

A seguir é preciso determinar o número de transformadores a alimentar os bairros, sendo necessário calcular a carga consumida para cada quarteirão e dividir pela carga total, mas não será executado neste trabalho, visto que se trata para redes de baixa tensão. Mas se for para calcular deve-se dividir a potência pela capacidade dos transformadores que terão e assim se obtém o número de transformadores, como a seguir.

Potência de PT's para o bairro Chamissava = $1349,83 \text{ kVA} / 150 \text{ kVA} = 9$.

Potência de PT's para o bairro Incassane = $1781,18 \text{ kVA} / 150 \text{ kVA} = 12$.

Mas o projecto em baixa tensão poderá explorar melhor os bairros de acordo com a potência requerida.

CAPITULO IV.METODOLOGIA DE CÁLCULO MECÂNICO DA LINHA DE TRANSPORTE EM MT

4.1. Cálculo Mecânico em Transporte Aéreo

O cálculo mecânico tem o objectivo de determinar a tensão mecânica de montagem dos condutores, à qual estes devem ser submetidos durante a montagem da linha, de acordo com as condições climáticas, de forma a assegurar que os condutores nunca sejam solicitados por tensões mecânicas superiores à sua tensão de segurança e por fim verificar o afastamento dos condutores, de modo a evitar a sua aproximação.

4.1.1. Tensão máxima de tração

A tensão máxima de tração será a maior das tensões a que fica sujeita o condutor nos pontos de fixação aos apoios.

$$T_{seg} = \frac{T}{2.5 \cdot \sigma} \quad [daN/mm^2] \quad (4.1)$$

No cálculo das linhas aéreas, o vento deverá considerar-se, que actua numa direcção horizontal e a força proveniente da sua acção considerar-se-á paralela àquela direcção e deverá ser calculada através da seguinte expressão:

$$F_v = \frac{\alpha \cdot c \cdot q \cdot d}{10} \quad (4.2)$$

Para o cálculo da acção do vento nos condutores, tem que ser determinado os estados mais desfavoráveis, isto é, a força do vento com vento máximo habitual (estado de verão) e com vento reduzido (estado de inverno). Os valores a serem considerados para a pressão dinâmica do vento (q), são escolhidos em função da altura ao solo a que se encontram as linhas sobre as quais se pretende calcular.

No caso dos cabos utilizados na rede de transporte devem ser considerados os coeficientes de redução. As frentes de ventos que possam comprimir os cabos, não terão em caso geral, grande influência nos vãos considerados, assim, deverá ser aplicado um coeficiente de redução α que é na realidade um coeficiente real do vento, mostrados na tabela 3 em anexo I.

O coeficiente de forma (c) pretende traduzir a rugosidade do elemento vencido pelo vento. Apesar de os condutores serem de forma cilíndrica, estes possuem alguma rugosidade que será mais notória quanto maior for o seu diâmetro.

A força resultante das actuantes no condutor no estado de inverno será igual a:

$$F_{R1} = \sqrt{(F_{v1})^2 + (F_c)^2} \quad (4.3)$$

Após calcular os valores da acção do vento para os estados de verão e Inverno, é possível efectuar o cálculo dos coeficientes de sobrecarga, que confere ao peso próprio do condutor um agravamento devido às acções do vento e do gelo [10].

$$m_i = \frac{F_{Ri}}{F_c} \quad (4.4)$$

Consequentemente, determina-se o vão crítico, que é o vão para o qual os condutores ficam sujeitos à tensão máxima em todos os estados.

$$L_{cr} = \frac{\sigma * t_{max}}{\omega} \sqrt{\frac{24 * \alpha d * (\theta_k - \theta_i)}{m_1^2 - m_2^2}} \quad (4.5)$$

Equação dos estados

O objectivo da equação dos estados é a determinação da tensão de montagem a aplicar aos condutores de um dado vão. A tensão de montagem é a tensão mecânica que assegura para qualquer que seja a condição meteorológica, a tensão máxima dos condutores não é ultrapassada [7].

A equação dos estados corresponde à seguinte equação [7]:

$$\theta_i + \frac{t_{max}}{\alpha d * E} - \frac{m_i^2 * \omega^2 * l^2}{24 * \alpha d * \sigma^2 * t_{max}^2} = \theta_k + \frac{t_{mk}}{\alpha d * E} - \frac{m_k^2 * \omega^2 * l^2}{24 * \alpha d * \sigma^2 * t_{mk}^2} \quad (4.6)$$

Para o estado de flecha máxima, onde se considera a ausência de gelo e vento, o coeficiente de sobrecarga $m_k=1$. E o valor da temperatura θ_k deve ser escolhido consoante o nível de tensão, conforme apresentado na tabela 5 em anexo I.

4.1.2. Flechas dos condutores

A flecha de um condutor entre dois apoios depende, fundamentalmente, da velocidade do vento, tensão máxima de serviço e temperatura. O cálculo das flechas dos condutores é dada através da expressão:

$$f_{max} = m_k * \omega * L^2 / (8 * \sigma * t_{mk}) \quad (4.7)$$

4.1.3. Isoladores

Para o dimensionamento dos isoladores é necessário determinar a linha de fuga mínima a utilizar e verificar se não excedem a carga de ruptura mecânica especificada. O comprimento da linha de fuga de um isolador está indicado na tabela 6, e as suas características eletromecânicas.

O valor da linha de fuga mínima L_f em mm é calculado pela expressão:

$$L_f = L_{fe} \cdot U_n \quad (4.8)$$

As forças de ruptura eletromecânica mínima dos isoladores de cadeia deverão ser 2,5 vezes superiores à solicitação mecânica máxima a que estão sujeitos pelos condutores.

4.1.4. Comprimento e encastramento dos postes

Os comprimentos dos postes normalmente utilizados são de 14 ou 12,5 m.

A profundidade de encastramento simples é determinada, para qualquer tipo de poste, pela seguinte expressão abaixo:

$$e = L/10 + 0,60 \text{ m} \quad (4.9)$$

4.1.5. Cálculo dos esforços nos apoios

Serão considerados os esforços causados pela força do vento nos apoios, nos condutores e isoladores, as tensões exercidas pelos condutores e cabos de guarda nos apoios e o peso das armações, dos condutores e isoladores.

Os esforços nos apoios são calculados através das expressões (4.10) e (4.11),

$$F_x = 3 \left| \sum_{i=1}^n T_i \cdot \cos \beta_i \right| \quad (4.10)$$

$$F_y = 3 \left(\sum_{i=1}^n F_v \cdot \cos^2 \beta_i \cdot \frac{l_i}{2} + F_{vc} + \left| \sum_{i=1}^n T_i \cdot \sin \beta_i \right| \right) \quad (4.11)$$

Para os apoios em derivação, as equações usadas são a (4.12) e (4.13).

$$F_x = 3 \left(\sum_{i=1}^n F_v \cdot \sin^2 \beta_i \cdot \frac{l_i}{2} + F_{vc} + \left| \sum_{i=1}^n T_i \cdot \cos \beta_i \right| \right) \quad (4.12)$$

$$F_y = 3 \left| \sum_{i=1}^n T_i \cdot \sin \beta_i \right| \quad (4.13)$$

No caso de o apoio ser de reforço ou de fim de linha, deve considerar a força horizontal como sendo dois terços da soma das componentes horizontais das trações máximas unilaterais exercidas por todos os cabos.

$$F_x = \frac{2}{3} * 3T \text{ e } F_y = 0 \quad (4.14)$$

Se o apoio for de derivação em reforço, são usadas as equações (4.15) e (4.16), ou seja, é considerada a força horizontal como sendo dois terços da soma das componentes horizontais das trações máximas unilaterais exercidas por todos os cabos, na linha principal, e a resultante das componentes horizontais das trações máximas exercidas pelos cabos na linha derivada.

$$F_x = \frac{2}{3} * 3T + 3 | \sum_{i=3}^n T_i * \cos \beta_i | \quad (4.17)$$

$$F_y = 3 | \sum_{i=3}^n T_i * \sin \beta_i | \quad (4.18)$$

4.2. Segurança

Para o projecto devera ser instalado uma malha de terra em toda instalação cujo a secção do cabo é de 120mm² de cobre nu, que servira para a proteção de todos os elementos envolvidos na subestação a partir da vedação, dos transformadores e todas as superfícies metálicas.

A linha de media tensão em linha aérea devera ser protegido por um cabo de guarda em toda a sua extensão e na entrada dos transformadores por um para-raios.

4.2.1. Ligações de terra

Os aterramentos das redes aéreas de distribuição devem obedecer aos seguintes critérios:

- a) Na rede de média tensão, deve ser usado somente um condutor de descida de aço cobreado, para aterrar todos os equipamentos existentes na estrutura;
- b) Nos casos de rede protegida e rede isolada de média tensão, o mensageiro e o neutro devem ser interligados nos pontos onde houver aterramento;
- c) Nas estruturas de transformação e de para-raios de média tensão, devem ser usadas 3 (três) hastes de terra dispostas linearmente ao longo da rede de

distribuição a uma distância entre hastes de 2 (dois) metros, ficando a haste mais próxima da base do poste a uma distância nunca inferior a 1 (um) metro.

- d) Nas estruturas de regulação, religação e seccionamento deverá ser usado um número de hastes necessário para que o valor de resistência de aterramento não ultrapasse a 20Ω . No caso de não se dispor de medição de resistividade do solo utilizar nove hastes;
- e) Na rede onde houver equipamentos de abertura ou derivações com chaves fusíveis ou chaves seccionadoras, deve ser instalado aterramento de 3 hastes na primeira estrutura após o equipamento, com o objectivo de ser utilizado como aterramento temporário durante as intervenções na rede eléctrica;

CÁLCULO I

CAPÍTULO V. METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO DE UMA SUBESTAÇÃO

5.1. Dimensionamento de Condutores e Barramentos

5.1.1. Em transporte subterrâneo

Inicia-se com a coleção dos dados disponíveis na subestação, potência, tensão e frequência além da carga do local a instalar. Em seguida se calcula a corrente da linha.

$$I_L = \frac{S}{U_n \sqrt{3} \cos \varphi} \quad (5.1)$$

A corrente máxima admissível é calculada pela seguinte fórmula:

$$I_{max} = n * I_{cond} * C1 * C2 * C3 \quad (5.2)$$

A corrente de CC admissível é dada por:

$$I_{cc} = K * \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (5.3)$$

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

Para o cálculo de queda de tensão será utilizada a seguinte equação:

$$\Delta V = \frac{100 * (Ct * d) * k}{V} \quad (5.4)$$

$$\text{Em percentagem: } \Delta V\% = \frac{\Delta V}{U_n} * 100\% \quad (5.5)$$

Para as redes de média tensão considera-se uma queda de tensão máxima admissível inferior ou igual a 5%.

5.1.2. Em transporte aéreo

A corrente de linha do circuito será dado por :

$$I_L = \frac{S}{U_n \sqrt{3} \cos \varphi} \quad (5.6)$$

Para o cálculo de I_{cc} e queda de tensão serão utilizadas as seguintes equações:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \quad (5.7)$$

Ou a capacidade do condutor em curto-circuito tem de ser superior ao curto-circuito real verificado, e é determinado pela seguinte fórmula: [38]

$$\left(\frac{I_{cc}}{A}\right)^2 \cdot t = k \cdot \ln\left(\frac{1 + \alpha_{20} \cdot (T_2 - 20)}{1 + \alpha_{20} \cdot (T_1 - 20)}\right) \quad (5.8)$$

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_s \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \quad (5.9)$$

Onde R e X são a resistência e indutância da linha respectivamente e, depois são multiplicados pelo comprimento da linha em metros para se obter os valores totais.

$$R = \frac{\rho T \cdot L}{\sigma} \quad (5.10)$$

A resistividade do condutor varia linearmente para pequenas variações de temperatura em torno das temperaturas de operação normais de acordo com a equação:

$$\rho_{T_2} = \rho_{T_1} \left(\frac{T_2 + T}{T_1 + T}\right) = \rho_{T_1} [1 + \alpha_T (T_2 - T_1)] \quad (5.11)$$

$$\alpha_T = \frac{1}{|T_0| + 20^\circ\text{C}} \quad (5.12)$$

$$T_0 = \begin{cases} -250^\circ\text{C} & \text{para condutores de alumínio} \\ -235^\circ\text{C} & \text{para condutores de cobre} \end{cases}$$

$$\alpha_T = \begin{cases} 3,7 \times 10^{-3} / ^\circ\text{C} & \text{para condutores de alumínio} \\ 3,9 \times 10^{-3} / ^\circ\text{C} & \text{para condutores de cobre} \end{cases}$$

A constante de temperatura depende do material e é dado na tabela II.3. A reactância do condutor depende da distância geométrica dos cabos, conforme calculado:

$$X = 2\pi \cdot L \cdot f \quad (5.13)$$

$$dmg = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{13}} \quad (5.14)$$

$$\text{O valor do coeficiente de indução será: } L' = 2 \times 10^{-7} \times \ln \frac{dmg}{d_c} \quad (5.15)$$

$$\text{Em percentagem: } \Delta V\% = \frac{\Delta V}{U_n} \times 100\% \quad (5.16)$$

5.1.3. Efeito Coroa

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, provocando perdas de potência.

A tensão crítica disruptiva é dada pela seguinte fórmula, dada por Peek :

$$Uc = \frac{29,8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * mc * \delta * mt * r * 2,302 * \lg\left(\frac{Deq}{req}\right) \quad (5.17)$$

$$\log b = \log 76 - \frac{h}{18336} \quad (5.18)$$

$$\delta = \frac{3,92 * b}{273 + T} \quad (5.19)$$

Onde: *mc* é o coeficiente de rugosidade do condutor: 1 para fios em superfícies lisas, de 0,93 a 0,98 para fios oxidados ou rugosos e de 0,83 a 0,87 para cabos;

mt é o coeficiente meteorológico: 1 para tempo seco, 0,8 para tempo húmido;

req é o raio do condutor ou equivalente para a viga dos condutores [cm].

Para uma viga de *n* condutores:

$$req = \sqrt[n]{rc * l^{n-1}} \quad (5.20)$$

$$Deq = Dmg = \sqrt[3]{D12 * D13 * D23} \quad (5.21)$$

5.2. Rede de Terra

A rede de terra enterrada é um conjunto de cabos nus que se colocam no nível subterrâneo da subestação, destinando-se a proteger toda a instalação e as suas redondezas.

5.2.1. Seleção do Condutor

Com os dados que se tem em posse, como a corrente de curto-circuito esperada e a resistividade do terreno, a secção do condutor é obtida por : [38]

$$A = \frac{I * \sqrt{tc * \alpha r * \rho r * 10000}}{\sqrt{TCAP + Lm * \frac{Ko+Tm}{Ko+Ta}}} \quad (5.22)$$

$$K0 = \frac{1}{\alpha 0} \quad (5.23)$$

5.2.2. Resistência da Malha de Terra

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. [38]

A resistência da rede de terra é determinada, essencialmente, pela resistividade e área ocupada do solo pela subestação em questão.

$$Rg = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{Lt} \quad (5.24)$$

A resistência da malha de terra, resistência da rede até à terra envolvente, sem condutores metálicos ligados, é calculada pela expansão de Sverak da equação: [13]

$$Rg = \rho \left[\frac{1}{Lt} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (5.25)$$

5.2.3. Corrente de defeito à terra

A corrente de defeito tem de ser determinada, visto que, na subestação, vai produzir os maiores aumentos de potencial na terra e gradientes de potencial à superfície, vai ter influência nas tensões de toque e de passo que se irão verificar.

5.2.4. Corrente Tolerável pelo corpo humano

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: [13]

$$I_b = \frac{ke}{\sqrt{ts}} \quad (5.26)$$

$$ke = \sqrt{SB} \quad (5.27)$$

Onde: \sqrt{SB} é a constante empírica relacionada com a energia do choque elétrico 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. [13]

5.2.5. Tensões de Toque e de Passo admissíveis

O método de cálculo ilustrado tem por base a norma do IEEE para malhas de terra de subestações. [38]

$$UT = U_{malha} - U_{solo} \quad (5.28)$$

R_b é a resistência do corpo, valor que normalmente se considera 1000Ω e $R_f/2$ é a resistência equivalente dos dois pés em paralelo, sendo I_b a corrente que passa pelo corpo humano. A tensão de toque pode-se calcular pela fórmula:

$$U_{toque} = I_b * \left(R_b + \frac{R_f}{2} \right) \quad (5.29)$$

A resistência pé-solo (R_f) é dada por uma chapa metálica de raio b (0,08) em metros, numa superfície de resistividade ρ homogénea (em Ω). A sua fórmula é:

$$R_f = \frac{\rho}{4} = 3 * \rho s \quad (5.30)$$

A equação anterior assume uma resistividade do solo uniforme. Numa subestação, muitas vezes, é colocada uma camada fina de material altamente resistivo ao longo da superfície da terra de forma a aumentar a resistividade entre o solo e os

pés de uma pessoa, reduzindo a corrente de corpo e assegurando uma maior proteção do indivíduo. [13]

$$Rf = 3 * \rho_s * Cs(5.31)$$

Cs é o factor corretivo para calcular a resistência de pé caso exista à superfície do solo a respetiva camada. Este factor correctivo é dado pela expressão:

$$Cs = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2hs + 0,09} (5.32)$$

Tensão de passo: É a diferença de potencial entre dois pontos à superfície do solo, separados por uma distância de um passo, que é assumido ser 1 metro, na direção do gradiente de potencial máximo. Assim, para o cálculo da tensão de passo tolerável é:

$$UPasso = Ib * (RB + 2Rf) (5.33)$$

Considera-se que os dois pés se encontrarão em série. Assim, em vez de se resolver o paralelo, a sua resistividade será somada ($2Rf$).

Admitindo uma pessoa com 50 kg, para determinar as correntes de toque e passo toleráveis e uma resistência de corpo de 1000 Ω , usam-se as seguintes fórmulas:

$$UToque = \frac{(1000 + 1,5 * Cs * \rho_s) * 0,116}{\sqrt{ts}} (5.34)$$

$$UPasso = \frac{(1000 + 6 * Cs * \rho_s) * 0,116}{\sqrt{ts}} (5.35)$$

5.3. Rede de Terra Aérea

5.3.1. Proteção do parque exterior da subestação

O cálculo da superfície coberta pela proteção aérea realiza-se nos seguintes passos: [41]

$$r(e) = \sqrt{Sm^2 - (Sm - h(m))^2} - \sqrt{Sm^2 - (Sm - h(e))^2} (5.36)$$

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

5.3.2. Cálculo da probabilidade de descarga

Primeiro realiza-se o cálculo da corrente crítica de descarga [kA], que é feito em função do raio de ação, S_m da haste de franklin, pela equação:

$$I_c = 0,041 * S_m^{1,54} \quad (5.37)$$

Esta corrente representa o valor a partir do qual a descarga é absorvida pela rede de terra se ocorrer na sua área. A probabilidade da corrente ser excedida é dada por :

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}} \quad (5.38)$$

Sendo, evidentemente, a probabilidade de não ser excedida: $1 - P(I_c)$.

5.3.3. Cálculo do risco de falha

O risco de falha é o número de anos durante os quais é esperado que não ocorra falha do sistema de proteção aérea. O cálculo é feito pelo método: [42]

$$GFD = 0,12 * Ni \quad (5.39)$$

O número de descargas para uma determinada área A, calcula-se por :

$$Ns = GFD * \frac{A}{1000^2} \quad (5.40)$$

Pode-se chegar ao número de descargas por ano que provocam falhas na malha de terra aérea fazendo o produto do número de descargas para uma dada área pela probabilidade da corrente da descarga atmosférica ser inferior a corrente crítica:

$$Descargas\ de\ falha = Ns * (1 - P(I_c)) \quad (5.41)$$

5.4. Escolha dos TC's e TT's

5.4.1. Transformadores de corrente

Os cálculos de obtenção do TC baseiam-se na norma IEEE, mostrado em anexo. Assim, a escolha da resistência do secundário do transformador de corrente é feito pela equação seguinte:

$$R_{ct} - \text{calculado} = \frac{R_{TC} \text{calculado}}{R_{TC} \text{base}} * R_{ct} - \text{base} \quad (5.42)$$

Os níveis de corrente do enrolamento primário dos transformadores de corrente são escolhidos com base nas correntes máximas e de curto-circuito dos diferentes locais da subestação onde se vão inserir. Assim, o TC é adequado se respeitar a seguinte condição:

$$V_{sn} = FLP_n * I_s * \left(R_{ct} + \frac{S_n}{I_s^2} \right) \geq \frac{I_{cc}}{R_{TC}} * \left(R_{ct} + \frac{S_r}{I_s^2} \right) = V_{sr} \quad (5.43)$$

$$FLPR * 1\varphi = \frac{I_{cc} 1\varphi}{I_{pn}} \quad (5.44)$$

$$FLPR * 3\varphi = \frac{I_{cc} 3\varphi}{I_{pn}} \quad (5.45)$$

A norma também refere que a relação entre a carga real e a carga nominal deve ser entre 25% e 100%.

5.4.2. Transformadores de Tensão

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 proteção 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.

5.5. Seleção do Para - raios

No projecto o método a ser usada para a seleção do para-raios será o método simplificado que consiste na determinação da tensão nominal do para-raios para o sistema com base na tensão nominal do sistema, na localização do para - raios, na eficiência do aterramento do sistema, no tempo necessário para a extinção da falha e na distancia de fuga cujo os dados encontram-se no anexo VII.

$$U_{ro} = 0,8 * U_m \quad (5.46)$$

Níveis de proteção (U_{pl} e U_{ps})

Para fins de coordenação de isolamento, considerar o nível de proteção contra impulsos atmosférico (U_{pl}) de 10 kA para $U_m \leq 362$ kV, e de 20 kA para tensões superiores.

Os níveis de proteção contra impulsos de comutação (U_{ps}) para fins de coordenação variam entre 0,5 kA (para $U_m \leq 170$ kV) e 2 kA (para $U_m \geq 362$ kV). Os valores encontram-se em anexo na tabela de razões de U_{pl} e U_{ps} dos para-raios.

5.6. Coordenação do Isolamento

U_m é a tensão máxima que os respetivos equipamentos suportam e U_s é a tensão mais elevada que se verifica na rede onde eles se encontram.

$$U_m \geq U_s \quad (5.47)$$

5.6.1. Sobretensões Temporárias

Sobretensão temporária originada por defeitos à terra: A amplitude da sobretensão depende da ligação do neutro à terra e da localização do defeito. Sendo o valor do factor de defeito à terra (k), a sobretensão representativa fase-terra é:

$$U_{rp}(fase - terra) = k * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (5.48)$$

Sobretensão temporária originada por perdas de carga: Este tipo afecta o isolamento entre fase e terra, assim como entre fases. As sobretensões obtêm-se por :

$$U_{rp}(fase - terra) = K1 * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (5.49)$$

$$U_{rp}(fase - fase) = K1 * U_s \quad (5.50)$$

Sendo $K1$ o valor da sobretensão em p.u. Assim, o valor representativo da sobretensão temporária fase-terra será o maior valor entre os de origem em defeitos à terra e por perdas de carga.

5.6.2. Determinação das tensões suportadas estipuladas

As tensões estipuladas obtêm-se a partir das tensões de coordenação suportadas, aplicando dois tipos de factores de correção:

- Factor de segurança K_s : Inclui efeitos como o envelhecimento do isolamento e as diferenças de fabrico e montagem. Para isolamento interno $K_s = 1,15$, e para isolamento externo $K_s = 1,05$.
- Factor de correção atmosférica K_a . Apenas se aplica ao isolamento externo, tendo em conta as diferenças entre as condições atmosféricas de serviço e as que se verificam nos ensaios normalizados de tensão suportada. Para efeitos de coordenação de isolamento só se considera a variação da pressão atmosférica com a altitude. Este factor calcula-se pela seguinte expressão:

$$K_a = e^{m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (5.51)$$

Depois de obter os factores, as tensões estipuladas suportadas apresentam-se pelo produto dos factores calculados e a tensões de coordenação suportadas:

Para isolamento interno:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s \quad (5.52)$$

Para isolamento externo:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a \quad (5.53)$$

5.5. Seleção do Seccionador

Para a seleção do seccionador deve ser observado as características elétricas em que o mesmo será submetido.

5.5.1. Tensão Nominal

É a tensão sobre a qual o seccionador será projetado a operar em regime contínuo e deve ser igual a tensão máxima (U_{max}) de operação prevista para o sistema em que ira se instalar.

5.5.2. Corrente Nominal

É o valor de corrente em que o seccionador deve conduzir continuamente sem que se exceda os limites de temperatura previstos em norma. Os seccionadores devem suportar condições de trabalho acima dos valores nominais durante intervalos de tempo específicos

Sobrecarga contínua

É o valor de corrente superior ao valor da corrente nominal do seccionador, capaz de conduzir durante um período de tempo suficientemente longo para permitir a estabilização de operação. Como a sobrecarga de um seccionador é função da elevação de temperatura sofrida pelo equipamento é necessário que se estabeleça os limites admissíveis de temperatura suportável, sem provocar modificações temporárias ou permanentes das características técnicas dos componentes.

$$I_{sc} = I_n \times \sqrt{\frac{T_m - T_a}{T_m - 40}} \quad (5.54)$$

Onde: I_{sc} é corrente de sobrecarga admissível na temperatura ambiente em A;

I_n é a corrente nominal do seccionador referida a temperatura ambiente de 40°C;

T_m é a temperatura permissível no ponto mais quente do seccionador nos contactos, conexões e terminais. Obtendo em anexo VIII

T_a é a temperatura ambiente.

CÁLCULO II

CAPÍTULO VI. ANÁLISE E DIMENSIONAMENTO DA SUBESTAÇÃO TRANSFORMADORA E DE SECCIONAMENTO EM KATEMBE

6.1. Memória Descritiva e Justificativa

O projecto da subestação abaixadora de Katembe tem como objectivo fazer a ligação entre a linha proveniente de Beluluane com a linha da Malanga, a projectar, baixando o nível de tensão de forma à energia transportada chegue aos consumidores.

A ligação à rede eléctrica será feita no barramento de 33 kV da subestação de Malanga. Esta transforma os níveis de tensão de 33kV para 11kV. A subestação abaixadora terá a razão de transformação 33/11 kV, saindo dela uma linha de transmissão de 5,5 km que liga ao barramento de 33kV da Malanga.

A subestação terá uma configuração de barramento simples, com a perspectiva de esta evoluir para outra configuração no futuro.

Os critérios que o projecto da subestação seguiu tiveram em conta as normas e códigos moçambicanos actualmente vigentes, bem como normas internacionais complementares, entre os quais:

- *“American Concrete Institute ACI-318/99”*
- *“American Institute of Steel Construction – AISC”*
- *“American Society for Testing and Materials – ASTM”*

Caraterísticas do Sistema

- Tensão nominal do sistema: 33 [kV]
- Tensão máxima do sistema: 36 [kV]
- Frequência nominal: 50 [Hz]
- Número de fases: 3

Características da Linha Subterrânea e Galeria ao longo da passagem da ponte

A linha subterrânea terá uma extensão de 460 metros e fará a ligação entre a subestação da Malanga e o posto de corte da galeria e terá um comprimento de 3041 metros. Uma vez que a linha é simples, será estabelecida em um único cabo isolado do tipo LXHIOLE de 120 mm², normalizado pela EDM, uma vez que numa formação em trevo o campo magnético é minimizado, reduzindo assim o aquecimento. A potência a transportar será de 5 MVA, sob a forma de corrente alternada trifásica, com uma tensão de 33 kV e uma frequência de 50 Hz. Os troços dos cabos subterrâneos serão totalmente estabelecidos em via pública.

Características do Cabo Subterrâneo

O cabo a ser utilizado na linha será o LXHIOLE, com um condutor de 120 mm² em alumínio, isolado a polietileno reticulado, bainha metálica com fios e fita de cobre, bloqueio radial à penetração de humidade em fita de alumínio, e bainha exterior em polietileno de média densidade ou o cabo XLPE com um condutor de 120 mm² aplicado actualmente pela concessionária (EDM).

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

- a) Proximidade das duas subestações de forma a minimizar as perdas dos circuitos de MT;
- b) Zona onde haja o menor movimento de terras possível;
- c) Localização escolhida de forma à saída da linha ter o mínimo de ligações possíveis;
- d) Localização que aproveite os caminhos de acesso ao transporte já existentes.
- e) Como a localização é em ambiente desértico e com uma densidade populacional muito baixa, não foi necessário ter considerações comunitárias tão significativas como nos casos de subestações em meio urbano.

Condições para a instalação da linha em Transporte Subterrâneo

Os cabos que constituem as canalizações subterrâneas devem ser protegidas contra as deteriorações resultantes das acções da terra, do contacto com corpos duros, choque das ferramentas manipuladas pelo homem e da acção química causada no solo.

Tendo que se respeitar os seguintes parâmetros para a sua montagem

- a) Quanto a profundidade de colocação do cabo considerar-se-á uma profundidade mínima de 1,20 metro;
- b) Quanto ao dispositivo avisador deverá possuir por cima, a uma altura mínima de 0,10 a 0,20 metros uma grelha plástica protegida contra corrosão;
- c) A distância mínima a ser prevista no caso de cruzamento, quer no caso de percurso paralelos de condutores é de 0,20 m.
- d) O fundo da vala deverá ser preparado a fim de eliminar toda rudeza do terreno susceptível de deteriorar a bainha exterior do cabo. Onde o cabo deverá ser colocado entre duas camadas de terra fina com 10cm a 15cm de espessura

6.2. Dimensionamento de Condutores e Barramentos

Para iniciar o projecto eléctrico é essencial fazer o cálculo das correntes nos níveis de 33kV e 11 kV, em regime contínuo e em regime de curto-circuito.

Cálculo de Correntes em regime contínuo

A corrente no painel de saída linha-transformador do lado de 33 kV:

$$I_{prim} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_p * \cos\varphi} = \frac{5 * 10^3}{\sqrt{3} * 33 * 0,8} = 109,35 A$$

A corrente no painel do transformador de potência do lado de 11 kV:

$$I_{sec} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_s * \cos\varphi} = \frac{5 * 10^3}{\sqrt{3} * 11 * 0,8} = 328,04 A$$

Regime de curto-circuito

A corrente de curto-circuito imaginável na entrada da subestação de 40 MVA, esta potência está disponível na saída da subestação da Malanga, isto é, se há dado momento entregar a potência máxima é:

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_p * \cos\varphi} = \frac{40 * 10^3}{\sqrt{3} * 33 * 0,8} = 699,82 A$$

Os equipamentos da subestação deverão ser dimensionados para suportar correntes superiores a estes valores.

A análise do curto-circuito do lado de 11 kV partimos de algumas considerações, primeiro se inicia por calcular a impedância equivalente do circuito. Para tal, convertem-se as magnitudes eléctricas em valores por unidade (p.u.) para simplificar os cálculos.

Primeiro pelo lado de 33kV

$$S_{33} = 40MVA$$

$$S_b = 5MVA$$

$$U_b = 11kV$$

$$X_{33}(p.u.) \approx Z_{33}(p.u.) = U^2(p.u.) * \frac{S_b(MVA)}{S_{33}(MVA)} = 1 * 5/40 = 0,125 p.u.$$

Segundo pelo lado de 11 kV

Transformador de potência:

$$X_{cc} = 15 \%$$

$$S = 5MVA$$

$$U_{base}(kV) = 11kV$$

$$X_T \approx Z_T = \frac{u_{cc}(\%)}{100} * \frac{U}{U_b} * \frac{S_b}{S} = \frac{15}{100} * \frac{11}{11} * \frac{5}{5} = 0,15 p.u.$$

A reatância equivalente da rede é a soma da linha e do transformador:

$$X_{rede} = X_{linha} + X_{Trans} = 0,125 + 0,15 = 0,275 \text{ p.u.}$$

$$Z_A = X_{rede} = 0,275 \text{ p.u.}$$

Depois, calcula-se a corrente de curto-circuito instantâneo no barramento de 11 kV:

$$S_A(MVA) = S_b(MVA)/Z_A(p.u.) = 5/0,275 = 18,18 \text{ MVA}$$

$$I_A(kA) = \frac{S_A(MVA)}{\sqrt{3} * U(kV) * \cos\varphi} = \frac{18,18}{\sqrt{3} * 11 * 0,8} = 0,954 \text{ kA}$$

A seguir se calcula a secção do cabo mínimo que se pode usar na chegada às celas de média tensão. Assim a secção mínima do cabo deve ser de 120 mm² de alumínio ou 95 mm² de cobre. Substituindo pelo tempo de curto-circuito (1s) e pela constante associada ao alumínio, obtém-se:

$$I < 93 * \frac{120}{1} = 11,16 \text{ kA}$$

6.2.1. Dimensionamento de condutores cabos eléctricos

Lado 33 kV

O dimensionamento será dividido em duas partes, a primeira será em transporte subterrâneo e a outra em aérea.

Cálculo Eléctrico para a Linha em Transporte Subterrâneo

O método utilizado para escolher os cabos subterrâneos do lado de MT é explicado a seguir, conforme os cálculos.

A corrente nominal admissível em regime permanente é dada pela fórmula:

$$I_{cond} = \frac{S}{\sqrt{3}U_n * \cos\varphi} = \frac{5000}{\sqrt{3} * 33 * 0,8} = 109,4 \text{ A}$$

Como a corrente é de 109,4 A, com ajuda da tabela em anexo II mostram que a sua secção deve ser de 25 mm² para o cobre, suporta uma potência até 4.300 kVA. O

projecto vai escolher os condutores de cobre que tem a capacidade máxima de 70 mm² por apresentar potência máxima de 6.300 kVA.

Os cabos condutor de cobre isolado EPR/XLPE de secção nominal 70 mm² suportam uma tensão de 8,7-15 kV e uma potência máxima de 6.300 kVA a 90°C, tem coeficiente de correção por agrupamento de listas de cabos unipolares, em contacto entre si, dispostos sobre estruturas ($C1 = 0,73$), coeficiente de correção pelo aumento de 15°C da temperatura do ar na canalização ($C2 = 0,84$) e coeficiente de correção por listas de cabo em paralelo ($C3 = 0,65$). K é o coeficiente do condutor 93 para alumínio e 142 para cobre.

A corrente máxima admissível no agrupamento dos três cabos em condução é

$$I_{max} = I_{cond} * C1 * C2 * C3 = 285 * 0,73 * 0,84 * 0,65 = 113,6 > 109,4 A$$

Como a corrente máxima que em agrupamento suporta ($I_{max} 113,6 A$) é maior que a capacidade máxima do cabo, 109,4 A. Com isso podemos considerar que o cabo é aplicável.

A corrente de curto-circuito admissível para o cabo é 9,94 kA, calculada a seguir:

$$I_{cc} = K * \frac{S}{\sqrt{t}} = 142 * 70 / \sqrt{1} = 9,94 kA$$

O cálculo de queda de tensão depende da secção do condutor e da corrente nominal e, através da corrente nominal se escolhe a constante de queda de tensão unitária [0,457 MV/A.km] e assim é utilizada a seguinte equação para o seu cálculo:

$$\Delta V = \frac{100 * (Ct * d) * k}{V} = \frac{100 * 5 * 3,041 * 0,457}{33} = 21,06 V$$

$$\text{Em percentagem: } \Delta V\% = \frac{\Delta V}{U_n} * 100\% = \frac{21,06}{33000} * 100\% = 0,06\% < 5\%$$

O cabo é aplicado ao transporte porque a queda de tensão admissível é inferior a 5%.

Cálculo Eléctrico para a Linha em Transporte Aéreo

O cabo a ser implementado na linha aérea será um cabo de liga de alumínio do tipo AAAC que são usados normalmente em substituição dos cabos AAC quando se pretende uma maior resistência mecânica.

Corrente de serviço

A intensidade de corrente de serviço da linha aérea é 109,4 A.

$$I_{cond} = \frac{S}{\sqrt{3}U \cos\phi} = \frac{5000}{\sqrt{3} * 33 * 0,8} = 109,4 A$$

Para o valor de corrente obtido, o condutor adequado deve ser o de cobre com 50 mm² de secção, mas devido ao custo, aplica-se ou opta-se por condutor de alumínio-aço com 95 mm² de secção e 12 mm de diâmetro. As características do condutor estão em Anexo II.

$$I_{cc} = K \frac{S}{\sqrt{t}} = 93 * \frac{95}{\sqrt{1}} = 8,835 kA$$

Resistência do condutor

O comprimento da linha é de 2000 metros. A resistência da linha será:

$$R = \frac{\rho l}{s} = \frac{0,02826 * 2000 * 10^3}{95} = 594,947 \Omega / Km$$

E o valor de resistência do condutor está em função da distância, deve ser multiplicado pelo comprimento da linha em Km e daí ter-se-á a resistência total da linha.

$$RL = 0,594947 \Omega / Km * 2 Km = 1189,89 \Omega$$

Mas assumindo que a resistência não é linear, gera pequenas variações de temperatura em torno das temperaturas de operação normais de acordo com a equação:

$$RT = Rt1[1 + \alpha T(T2 - T1)] = 1,18989[1 + 3 * 10^{-3}(90 - 20)] = 1,44 \Omega$$

Reactância do condutor

Serão usados dois tipos de armação HRFSC e HPT4 e com a mesma distância geométrica entre os condutores, conforme as medidas das armações em Anexo V.

Estas armações, a distância média geométrica é igual a 1,115 m.

$$dmg = \sqrt[3]{d_{12} \times d_{23} \times d_{13}} = \sqrt[3]{0,885 \times 0,885 \times 1,77} = 1,115 \text{ m}$$

E a seguir se calcula os valores do coeficiente de indução.

$$L = \left[2 \ln \left(\frac{Dmg}{Dc} \right) \right] * 10^{-7} = \left[2 \ln \left(\frac{1,115}{0,012} \right) \right] * 10^{-7} = 9,06 * 10^{-7} \text{ H/Km}$$

Depois de obter o valor da indutância, se calcula a reactância do condutor, conforme calculado a seguir:

$$X = 2\pi * L * f = 2\pi * 9,06 * 10^{-7} * 50 = 2,85 * 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{Km}$$

A reactância total do troço será XL em Ω , com o comprimento de 2000m a ser medido da terminal da ponte até ao terminal do projecto. As medidas dos vãos são apresentadas na figura 3 em anexo e optou-se por usar o mesmo tipo de armação porque o projecto é de pouca distância e facilita nos cálculos, isto é, quando o tipo de armação muda, a distância dos vãos deve ser considerada a metade e se não muda, continuar o mesmo tipo de armação, a distância é considerada para todo o vão.

$$XL = 2,85 * 10^{-4} * l = 2,85 * 10^{-4} * 2 = 5,7 * 10^{-4} \text{ } \Omega$$

Calculou-se a reactância e resistência do condutor para se obter o valor da impedância da linha e depois se calcular a queda de tensão na linha.

Cálculo da queda de tensão

Usando os valores da corrente, resistência e reactância calculados anteriormente, calcula-se a queda de tensão:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_s * (R_L * \cos\phi + X_L * \sin\phi) = \sqrt{3} * 109,4 * (1,44 * 0,8 + 5,7 * 10^{-4} * 0,6) = 218,35 \text{ V}$$

$$\text{Em percentagem: } \Delta V\% = \frac{\Delta V}{U_n} * 100\% = \frac{218,35}{33000} * 100\% = 0,66\% < 5\%$$

A seguir se fazer o somatório das duas quedas de tensão e verificar se cumpre com a norma. A primeira queda foi de 21,06 V (0,06%) e a segunda de 213,84 V (0,66%), totalizando 0,70%. O projecto é viável pois o valor de queda de tensão é inferior a 5%.

Do lado de 11kV

A intensidade de corrente de serviço da linha aérea é 328,04 A.

$$I_{cond} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ncos\varphi}} = \frac{5000}{\sqrt{3} * 11 * 0,8} = 328,04 A$$

Para o valor de corrente obtido, o condutor adequado deve ser o de cobre com 95 mm² de secção. A corrente de CC foi de 8,84kA.

$$I_{cc} = K \frac{S}{\sqrt{t}} = 93 * \frac{95}{\sqrt{1}} = 8,835 kA$$

6.3. Rede de Terra

A rede de terra enterrada é um conjunto de cabos nus que se colocam no nível subterrâneo da subestação, destinando-se a proteger toda a instalação e as suas redondezas.

Seleção do Condutor

Com os dados que se tem em posse, como a corrente de curto-circuito esperada e a resistividade do terreno, a secção do condutor é obtida por: [38]

$$A = \frac{I * \sqrt{tc * \alpha r * \rho r * 10000}}{\sqrt{TCAP + Lm * \frac{K0+Tm}{K0+Ta}}} = \frac{8,84k * \sqrt{1 * 0,00397 * 1,72 * 10000}}{\sqrt{3,42 + lm * \frac{234+200}{234+35}}} = 37mm^2$$

$$K0 = \frac{1}{\alpha 0} = \frac{1}{0,004274} = 234$$

Resistência da Malha de Terra

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 60,0 x 80,0 m. Sabemos, através do estudo da resistividade prévio, que a resistividade média do solo é de 300Ω.m. A área ocupada pela rede será de 4800 m² eo comprimento total dos condutores enterrados (*LT*) é de 2000 m, então a resistência da malha será:

$$Rg = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{Lt} = \frac{300}{4} \sqrt{\frac{\pi}{4800}} + \frac{300}{2000} = 2,069\Omega$$

Tensões de Toque e de Passo admissíveis

Será colocada no solo uma camada de gravilha que terá uma resistividade de 3000 Ω. m. Assim, esta terá de se multiplicar pelo factor corretivo para chegar ao valor da resistividade superficial equivalente do solo. O factor correctivo será:

$$Cs = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2hs + 0,09} = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{300}{3000}\right)}{2 * 0,1 + 0,09} = 0,7206$$

$$\rho_{sup} = Cs * \rho_s = 0,7206 * 3000 = 2161,8 \Omega. m$$

Calculando-se os valores máximos admissíveis para as tensões de passo e de contacto:

$$U_{Toque} = \frac{(1000 + 1,5 * Cs * \rho_s) * 0,116}{\sqrt{ts}} = \frac{(1000 + 1,5 * 2161,8) * 0,116}{\sqrt{0,5}} = 696 V$$

$$U_{Passo} = \frac{(1000 + 6 * Cs * \rho_s) * 0,116}{\sqrt{ts}} = \frac{(1000 + 6 * 2161,8) * 0,116}{\sqrt{0,5}} = 2291,89 V$$

Foram calculados os valores das tensões de passo e contacto também para os casos do solo não ter a camada de gravilha ($\rho_{sup} = 300\Omega. m$).

$$U_{Toque} = \frac{(1000 + 1,5 * 300) * 0,116}{\sqrt{0,5}} = 237,87 V$$

$$UPasso = \frac{(1000 + 6 * 300) * 0,116}{\sqrt{0,5}} = 459,34 V$$

Corrente de defeito na malha de terra

A corrente de curto-circuito calculada foi de 8,84kA e a resistência equivalente da malha calculada foi de 2,069Ω. A corrente de defeito na malha, naturalmente, vai ser afectada por este valor e é dada pelas fórmulas:

$$R = \frac{2\rho}{L} = 2 * \frac{300}{2000} = 0,3 \Omega$$

$$Req = \frac{Rg * R}{Rg + R} = \frac{0,3 * 2,069}{0,3 + 2,069} = 0,262 \Omega$$

Assim, o potencial da terra em defeito será:

$$Eg = Icc * Req = 8,84 * 1000 * 0,262 = 2316,08 V$$

Estando agora em condições de calcular a corrente de defeito à terra:

$$Ig = \frac{Eg}{Rg} = \frac{2316,08}{2,069} = 1119,42 A$$

6.4. Rede de Terra Aérea

Proteção do parque exterior da subestação

Deve-se fazer os cálculos para a protecção da subestação, determina-se primeiro a localização das pontas franklin na subestação. Estas têm um raio de acção de 50 metros. Para o pátio exterior da subestação, a altura a proteger será de 10 metros, sendo superior aos equipamentos. As hastes de franklin colocadas em postes estarão a 15 metros de altura, enquanto as que forem postas sobre pórticos estarão a 25 metros.

Para hastes de franklin colocadas em postes, o raio da circunferência é:

$$r(e1) = \sqrt{50^2 - (50 - 15)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 10)^2} = 5,71 m$$

Para hastes de franklin colocadas sobre os pórticos, o raio da circunferência é

$$r(e2) = \sqrt{50^2 - (50 - 25)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 10)^2} = 13,30 \text{ m}$$

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 4,5 metros e de 5,5 metros a da aresta central. As hastes serão colocadas a 10 metros. Assim, o cálculo dos raios de cada uma será:

$$r(e1) = \sqrt{50^2 - (50 - 10)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 4,5)^2} = 9,27 \text{ m}$$

$$r(e2) = \sqrt{50^2 - (50 - 10)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 5,5)^2} = 7,20 \text{ m}$$

E a obtenção dos raios de junção:

$$r(\text{juncao } 1) = \sqrt{50^2 - (50 - 4,5)^2} = 20,73 \text{ m}$$

$$r(\text{juncao } 2) = \sqrt{50^2 - (50 - 5,5)^2} = 22,80 \text{ m}$$

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

Cálculo da probabilidade de descarga

Primeiro realiza-se o cálculo da corrente crítica de descarga [kA], que é feito em função do raio de ação, S_m da haste de franklin, pela equação, visto no anexo.

$$\text{A corrente crítica de descarga é: } I_c = 0,041 * S_m^{1,54} = 0,041 * 50^{1,54} = 16,95 \text{ kA}$$

Esta corrente representa o valor a partir do qual a descarga é absorvida pela rede de terra se ocorrer na sua área de atuação. A probabilidade da corrente ser excedida é:

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

Sendo, evidentemente, a probabilidade de não ser excedida: $1 - P(I_c) = 0,17$.

Cálculo do risco de falha

De acordo com os dados fornecidos pela EDM o valor máximo do índice ceráunio é de 50 dias/ano. E os cabos de guarda são instalados com ângulos de blindagem normalmente entre 20° e 30°, sendo assim vai se escolher o pior angulo de 30° e dimensionar.

A densidade de descargas no solo é expressa pelo número de descargas por quilómetro quadrado e por ano, como é calculada a seguir:

$$NS = N1 * (0,1 + 0,35 * \cos(\alpha)) = 50 * (0,1 + 0,35 * \cos(30)) = \frac{20,16 \frac{\text{descarga}}{\text{km}^2}}{\text{ano}}$$

$$\text{Descargas de falha} = Ns * (1 - P(Ic)) = 20,16 * 0,17 = 3,4272$$

6.5. Escolha dos TC's e TT's

Transformadores de corrente

Vai-se fazer a seleção 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.

$$Rct - calculado = \frac{RTCcalculado}{RTCbase} * Rct - base = \frac{2000}{20} * 0,05 = 5\Omega$$

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

Os valores das cargas dos relés de proteção e medidores de energia considerados nos cálculos da seleção dos transformadores de corrente são:

- Medidor de Energia: 0,05 VA
- Relé de Proteção: 0,6 VA
- Controlador: 0,1 VA

As correntes máximas suportadas pelo equipamento são 40 kA para 220 kV e 25 kA para 33 kV e a carga nominal ligada aos transformadores de corrente é 10 VA.

Transformadores de Tensão

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 proteção 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.

6.7. Escolha do Para-raios

No projecto o método a ser usada para a seleção do para-raios será o método simplificado que consiste na determinação da tensão nominal do para-raios para o sistema com base na tensão nominal do sistema, na localização do para raio, na eficiência do aterramento do sistema, no tempo necessário para a extinção da falha e na distancia de fuga.

$$U_{ro} = 0,8 * U_m = 0,8 * 33 = 26,4kV_{rms}$$

Selecionar o valor U_r padrão imediatamente superior ao U_{ro} na tabela VII.4 em anexo VII e teremos que $U_r = 27 kV_{rms}$. Desta forma com o auxílio das tabelas encontramos a classificação do para-raios que é de 10 kA, classe 2 PEXLIM R.

Para o projecto será aplicado um para-raios do modelo: PEXLIM R27 YV036 do fabricante ABB ou um equivalente.

6.8. Coordenação do Isolamento

Sobretensões Temporárias

A sobretensão representativa fase-terra é:

$$U_{rp}(fase - terra) = k * \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 0,7206 * \frac{36}{\sqrt{3}} = 14,98V$$

Sobretensão temporária originada por perdas de carga: Este tipo afecta o isolamento entre fase e terra, assim como entre fases. As sobretensões obtêm-se por :

$$U_{rp}(fase - terra) = K1 * \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 0,275 * \frac{36}{\sqrt{3}} = 5,72V$$

$$U_{rp}(fase - fase) = K1 * U_s = 0,275 * 36 = 9,9V$$

Sendo $K1$ o valor da sobretensão em p.u. Assim, o valor representativo da sobretensão temporária fase-terra será o maior valor entre os de origem em defeitos à terra e por perdas de carga.

Determinação das tensões suportadas estipuladas

$$Ka = e^{m * \left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (6.1)$$

Para isolamento interno:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s \quad (6.2)$$

Para isolamento externo:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s * Ka \quad (6.3)$$

6.9. Escolha do Seccionador

A intensidade da corrente nominal da linha é de 109,4 A e a temperatura ambiente para o local onde o projecto será desenvolvido é de 33°C.

Com base nos dados obtidos na tabela em anexo VIII teremos que o valor da corrente de sobrecarga admissível será de:

$$I_{sc} = I_n \times \sqrt{\frac{T_m - T_a}{T_m - 40}} = 109,4 \times \sqrt{\frac{75 - 33}{75 - 40}} = 119,84A$$

Devendo-se aplicar um seccionador de 200A/33kV

CÁLCULO III

CAPÍTULO VII. DIMENSIONAMENTO MECÂNICO DA LINHA DE TRANSPORTE

7.1. Cálculo de Forças que Actuam nos Condutores na Linha em Transporte Aéreo

O peso específico linear do condutor de alumínio-aço utilizado, de acordo com a tabela I em anexo, é igual a 0,17kg/m (0,169daN/m).

A força resultante das actuantes no condutor depende do estado de tempo e a seguir será calculada em separado, em inverno e verão respectivamente.

De acordo com a tabela I.2 em anexo, a força do vento para o estado de inverno com pressão dinâmica 300Pa e temperatura de 10° C, é:

$$F_{v1} = \frac{\alpha \cdot c \cdot q \cdot d}{10} = \frac{0,6 \cdot 1,2 \cdot 300 \cdot 0,012}{10} = 0,2592 \text{ daN/m}$$

$$F_{R1} = \sqrt{(F_{v1})^2 + (F_c)^2} = \sqrt{(0,2592)^2 + (0,169)^2} = 0,3094 \text{ daN/m}$$

E o estado de verão com pressão dinâmica 750Pa e temperatura de 90° c será:

$$F_{v2} = \frac{\alpha \cdot c \cdot q \cdot d}{10} = \frac{0,6 \cdot 1,2 \cdot 750 \cdot 0,012}{10} = 0,648 \text{ daN/m}$$

$$F_{R2} = \sqrt{(F_{v2})^2 + (F_c)^2} = \sqrt{(0,648)^2 + (0,169)^2} = 0,6697 \text{ daN/m}$$

A seguir se calcula o coeficiente de sobrecarga para descobrir o estado de tempo que possa prejudicar os cabos eléctricos.

$$\text{Para o estado de inverno será: } m_1 = \frac{F_{R1}}{F_c} = \frac{0,3094}{0,169} = 1,8307$$

$$\text{Para o estado de verão: } m_2 = \frac{F_{R2}}{F_c} = \frac{0,6697}{0,169} = 3,9627$$

Como $m_1 < m_2$ será necessário se calcular o vão crítico, considerando uma tensão mínima de serviço igual a 0,5 daN/mm² para o primeiro vão entre o apoio de derivação que será ligado com o cabo isolado á saída da ponte e o apoio 1 para este primeiro vão ficar com tracção reduzida:

$$L_{cr} = \frac{\sigma \cdot t_{max}}{\omega} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha d \cdot (\theta k - \theta i)}{m_1^2 - m_2^2}} = \frac{95 \cdot 0,5}{0,169} \sqrt{\frac{24 \cdot 19 \cdot 10^{-6} \cdot (25 - (10))}{3,9627^2 - 1,8307^2}} = 6,61 \text{ m}$$

Para os restantes vãos será considerada uma tensão máxima de serviço igual a 9daN/mm²: como sugere a tabela VI em anexo.

$$L_{cr} = \frac{\sigma * t_{max}}{\omega} \sqrt{\frac{24 \alpha d (\theta k - \theta i)}{m^2 - m^2}} = \frac{95 * 9}{0,169} \sqrt{\frac{24 * 19 * 10^{-6} * (25 - (10))}{3,9627^2 - 1,8307^2}} = 119,05m$$

Como se pode observar, na figura 3 todos os vãos são menores que o maior vão crítico, também como se sugere, os vãos devem ser maiores que 40m e menores que 100m, excepto no primeiro poste que serve de ligação dos dois cabos. Portanto foi considerado o estado mais desfavorável o de verão.

A seguir se calcula a tensão de montagem para o vão entre o apoio de derivação do cabo subterrâneo e o apoio 1 da recepção do cabo aéreo:

$$\begin{aligned} \theta i + \frac{t_{max}}{\alpha d * E} - \frac{m_i^2 * \omega^2 * l^2}{24 * \alpha d * \sigma^2 * t_{max}^2} &= \theta k + \frac{t_{mk}}{\alpha d * E} - \frac{m_k^2 * \omega^2 * l^2}{24 * \alpha d * \sigma^2 * t_{mk}^2} \\ 25 + \frac{0,5}{19 * 10^{-6} * 7600} - \frac{3,9627^2 * 0,169^2 * 10^2}{24 * 19 * 10^{-6} * 95^2 * 0,5^2} &= 90 + \frac{t_{mk}}{19 * 10^{-6} * 7600} - \frac{1^2 * 0,169^2 * 10^2}{24 * 19 * 10^{-6} * 95^2 * t_{mk}^2} \\ -1252,103608 &= \frac{t_{mk}}{0,1444} - \frac{8,8055}{t_{mk}^2} \end{aligned}$$

$$t_{mk} = 0,23daN/mm^2$$

Essa tensão é aplicada quando não aterrar o poste de derivação.

Tensão de montagem para os postes ao longo dos vãos:

$$\begin{aligned} 25 + \frac{0,5}{19 * 10^{-6} * 7600} - \frac{3,9627^2 * 0,169^2 * 80^2}{24 * 19 * 10^{-6} * 95^2 * 0,5^2} &= 90 + \frac{t_{mk}}{19 * 10^{-6} * 7600} - \frac{1^2 * 0,169^2 * 10^2}{24 * 19 * 10^{-6} * 95^2 * t_{mk}^2} \\ -5,509668619 &= \frac{t_{mk}}{0,1444} - \frac{163,598}{t_{mk}^2} \end{aligned}$$

$$t_{mk} = 7,661daN/mm^2$$

Cálculo da flecha máxima entre os condutores

Todo o vão do projecto é limiar apesar de ser pouco significativo. A profundidade de encastramento é de 1,85 m, os postes são de madeira com altura de 12,5 m.

$$h_e = L/10 + 0,60 \text{ m} = 12,5/10 + 0,60 = 1,85 \text{ m.}$$

Como os postes tem a mesma altura e apresenta o mesmo tipo de armação HRFSC, o vão será igual a distância de separação dos postes, $L = 80 \text{ m}$

$$L = \sqrt{l^2 + (hp1 - hpd)^2} = \sqrt{80^2 + (10,65 - 10,65)^2} = 80 \text{ m}$$

$$Hp1 = H - h_e - h_a = 12,5 - 1,85 - 0 = 10,65 \text{ m e } Hp2 = H - h_e - h_a = 12,5 - 1,85 - 0 = 10,65 \text{ m}$$

E o cálculo de flecha máxima para os vãos é:

$$f_{\max} = \frac{mk * \omega * L^2}{8 * \sigma * t * mk} = \frac{1 * 0,169 * 10^2}{8 * 95 * 0,23} = 0,096 \text{ m}$$
 Para o vão de derivação

$$f_{\max} = \frac{mk * \omega * L^2}{8 * \sigma * t * mk} = \frac{1 * 0,169 * 80^2}{8 * 95 * 7,661} = 0,186 \text{ m}$$
 Para os restantes vão do projecto

A flecha máxima será a mesma para todos os apoios visto que os apoios tem mesmo encastramento, altura e armação.

7.2. Dimensionamento dos Isoladores

Este projecto será considerado a sua instalação numa zona de poluição fraca, cuja linha de fuga específica mínima será de 16 mm/kV. A linha de fuga mínima considerada para a linha será:

$$L_f = L_{fe} * U_n = 16 * 11 = 176 \text{ mm}$$

Cada isolador terá comprimento de 127mm.

A solicitação mecânica que os isoladores estarão sujeitos pelos condutores será:

$$T_i = t_{\max} * \sigma = 9 * 95 = 855 \text{ daN e } T_{seg} = \frac{T}{2,5 * \sigma} \quad T = 2,5 T_i = 2,5 * 855 = 2137,5 \text{ daN/mm}^2$$

A força do vento para as cadeias de amarração simples e amarração reforçada será respectivamente:

$$F_{vc} = 19,13 * 0,127 * 2 = 4,86 \text{ daN}$$
 cadeias de amarração simples

$F_{vc} = 19,13 * 0,127 * 3 = 7,29$ daN cadeias de amarração reforçada

O peso de cada cadeia de isoladores será, respectivamente para cadeias de amarração simples e amarração reforçada:

$F_{cis} = 2 * 3,5 = 7$ daN cadeias de amarração simples

$F_{cis} = 3 * 3,5 = 10,5$ daN cadeias de amarração reforçada

É também considerado o peso das armações HRFSC 100 com peso de 73 daN e HTP4 com peso de 23 daN.

Os isoladores a utilizar serão do tipo cadeia, modelo U70BS, em vidro, com linha de fuga de 320mm e carga de ruptura electromecânica igual a 70kN. As características deste isolador encontram-se no Anexo III. De acordo com o cálculo da linha de fuga seria necessário apenas um isolador por cadeia, mas serão usadas amarração reforçada em todos os apoios.

CAPÍTULO VIII. CARACTERÍSTICAS GERAIS DA SUBESTAÇÃO, ESPECIFICAÇÃO MEDIÇÃO DO MATERIAL E ESTIMATIVA DE CUSTO

8.1. Características gerais da subestação

A subestação 33/11 kV com a potência de 5MVA a ser instalada em katembe será uma instalação mista, com o equipamento de montagem exterior no parque exterior de aparelhagem e de montagem interior a ser instalada no edifício de comando.

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 MT, sendo o corte dos disjuntores feito em SF6. A subestação será constituída por:

- a) Um edifício de comando e controlo aonde estarão inseridas as celas de média tensão (11kV), os equipamentos auxiliares, os painéis de controlo, de medida, de proteção, de corrente contínua;
- b) Dois transformadores de potência trifásico a óleo, com 5MVA, 33/11 kV, 50Hz;
- c) Uma configuração de barramento simples de 33 kV, com a possibilidade de se expandir para outra disposição. O barramento terá os respetivos equipamentos de manobra, medida e proteção;
- d) Todos os elementos da subestação estarão dentro do recinto vedado num espaço de 20 x 40m.

8.2. Especificação do Material

8.2.1. Condutores de Alumínio Liga (AAAC)

O cabo AAAC (All-Aluminum Alloy Conductors) é um condutor encordado concêntrico, composto de uma ou mais camadas de fios de liga 6101/6201-T81. Foi desenvolvido para preencher a necessidade de um condutor económico, para a aplicação aérea, onde é requerida uma maior resistência mecânica. O cabo AAAC tem resistência à corrosão que o cabo de alumínio com alma AAC.

O condutor AAAC 1120 é do tipo concêntrico. A utilização da liga 1120 na fabricação de condutores para linhas de transmissão está fundamentada na maior resistência mecânica quando comparado com os condutores com liga 1350 e menor resistividade quando comparado com os condutores com liga 6201, o que é alcançado com adições controladas de cobre e magnésio no material combinado

também com controlo do ferro. Com grande vantagem económica, a liga de alumínio 1120 não necessita dos processos de solubilização e tratamento térmico como ocorre com a 6201.[27]

8.2.2. Cabo XLPE

Os cabos de alumínio cobertos de 15kV, 25kV e 35kV são fabricados com fios de alumínio compactados, apresentando bloqueio contra a penetração longitudinal de água e blindagem semicondutora obrigatória para os cabos de 35kV, ficando a critério do cliente.

Este cabo apresenta cobertura desenvolvida em resina termofixa de polietileno reticulado, um polímero que suporta temperaturas em regime permanente de até 90°C e possui resistência ao trilhamento eléctrico e à radiação ultravioleta. Esta cobertura visa a reduzir a fuga de corrente em caso de contacto do cabo com objectos aterrados, para além de diminuir o espaçamento entre condutores.

A sua maior aplicação dá-se em redes compactas de distribuição primária de energia eléctrica em média tensão e em regiões urbanas e arborizadas visto que é uma excelente opção técnica e económica para as empresas, pois apresenta vantagens como o baixo custo de construção e facilidade de instalação.

8.2.3. Transformador

Os transformadores de média potência da ABB são utilizados para abaixar ou elevar o nível de tensão de sistemas trifásicos, principalmente em áreas metropolitanas e para aplicações industriais. Os transformadores podem ser projetados para as mais adversas condições climáticas e serem instalados tanto em ambientes internos como externos.

8.2.3.1. Características Padrão

Os transformadores tipo subestação da ABB respeitam os requerimentos das normas ABNT NBR 5356, conforme indicado a seguir:

Potencia superior a 300kVA e inferior ou igual a 5000 kVA

- a) Indicador externo de nível do óleo;

- b) Provisão para instalação de termómetro do óleo;
- c) Válvula de drenagem de óleo;
- d) Dispositivo para retirada de amostra de óleo;
- e) Meios de aterramento do tanque;
- f) Meios para suspensão e locomoção;
- g) Dispositivo de alívio de pressão;
- h) Caixa de ligação;
- i) Meios de ligação para filtro;
- j) Apoio para macacos;
- k) Abertura de inspeção.

Adicionalmente aos requerimentos das normas ABNT NBR 5356, os transformadores fabricados pela ABB poderão receber outros acessórios de acordo com as necessidades de cada cliente.[11]

Podendo ser aplicados os transformadores lmersos de conservador até 20 MVA para instalações exterior com regulação de carga e de arrefecimento com radiadores da EFACEC.

8.3. Medições de Material

1		UN	Quantidades
1.1	Aquisição do espaço 20x40m	Vg	1
1.2	Vedação	*	-
1.3	Construção dos edifícios	-	-
1.4	Brita para o pátio numa área de 320m ²	m ³	64m ³
2	Montagem de linha aérea		
2.1	Poste de betão armado de 13m e 250daN	UN	22
2.2	Cabo AAAC de secção 95mm	Km	2 km
2.3	Isoladores de 127mm	UN	60
2.4	Pernos para fixação de isoladores	UN	60

2.5	Ganchos enroscado	UN	12
2.6	Isolador de cadeia	UN	24
2.7	Travessas perfil L para assentamento de isoladores	UN	22
2.8	Cabo de aço 50mm ² para espias	UN	6
2.9	Isoladores de retenção para espias	UN	6
2.10	Espias M20x2.0M NON Adjusta	UN	6
2.11	Prato M20 450mm x 450mm x 5mm	UN	6
3	Montagem de linha subterrânea		
3.1	Cabo XLPE de secção 120mm	Km	3,5 km
3.2	Caixas de uniões 120mm ²	UN	6
3.3	Caixas terminais 120mm ²	UN	6
3.4	Terminais de cobre 120mm ²	UN	24
3.5	Terminais de cobre 95mm ²	UN	24
3.6	Terminais Bimetálico 120mm ²	UN	12
4	Montagem na Subestação		
4.1	Transformador 5MVA 33/11kV 50Hz	UN	2
4.2	Para-raios PEXLIM R27 YV036	UN	6
4.3	Seccionador 400A/33kV	UN	15
4.4	Isoladores de passagem	UN	6

4.5	Cela de saídas com disjuntor, com isolamento integral de SF6, com barramento de cobre, interruptor seccionador tripolar de 3 posições, 480x845x1740mm	UN	1
4.6	Estacas de apoios dos barramentos	UN	6

Mão-de-obra			
	Especificação	QTD	Horas
1	Engenheiro	3	1920
2	Técnico	2	1920
3	Auxiliares	18	1920
4	Oficiais	4	1920
Transporte			
1	Grua	1	24
2	Guinchos	1	160
3	Camião	2	160
4	Carrinha Pickup	2	1920

8.3. Apresentação do custo do projecto

A tabela abaixo contem a lista do material necessário para a execução do projecto e o custo de todos elementos que serão envolvidos durante a sua execução.

1		UN	Quantidades	Custo unitário (Mt)	Total (Mt)
---	--	----	-------------	---------------------	------------

1.1	Aquisição do espaço 20x40m	-	1	1.400.000,00	1.400.000,00
1.2	Vedação	*	-	350.000,00	350.000,00
1.3	Construção dos edifícios	-	-	3.000.000,00	3.000.000,00
1.4	Brita para o pátio numa área de 320m ²	m ³	64m ³	13.000,00	104.000,00
Subtotal1	4.854.000,00				
2	Montagem de linha aérea				
2.1	Poste de betão armado de 13m e 250daN	UN	22	34.806,31	765.738,82
2.2	Cabo AAAC de secção 95mm	Km	2 km	225,00	1.350,00
2.3	Isoladores de 127mm	UN	60	1.473,65	88.419,00
2.4	Pernos para fixação de isoladores	UN	60	345,78	20.746,80
2.5	Ganchos enroscado	UN	12	265,66	3.187,92
2.6	Isolador de cadeia	UN	24	1.421,84	34.124,16
2.7	Travessas perfil L para assentamento de isoladores	UN	22	7.905,23	178.915,06
2.8	Cabo de aço 50mm ² para espias	UN	6	149,93	899,58
2.9	Isoladores de retenção para espias	UN	6	167,56	502,68
2.10	Espias M20x2.0M NON Adjusta	UN	6	2.131,88	12.791,28
2.11	Prato M20 450mm x 450mm x 5mm	UN	6	2.426,18	14.557,08
Subtotal2	1.121.232,38				
3	Montagem de linha subterrânea				
3.1	Cabo XLPE de secção 120mm	Km	3,5 km	5.228,31	62.739,72

3.2	Caixas de uniões 120mm ²	UN	6	29.429,58	176.577,48
3.3	Caixas terminais 120mm ²	UN	6	29.429,58	176.577,48
3.4	Terminais de cobre 120mm ²	UN	24	86,67	2.080,08
3.5	Terminais de cobre 95mm ²	UN	24	74,42	1.786,08
3.6	Terminais Bimetalico 120mm ²	UN	12	289,54	3.474,48
Subtotal3					423.235,32
4	Montagem na Subestação				
4.1	Transformador 5MVA 33/11kV 50Hz	UN	2	6.356.487,28	12.712.974,56
4.2	Para-raios PEXLIM R27 YV036	UN	6	6.344,71	38.068,26
4.3	Seccionador 400A/33kV	UN	15	181.507,66	2.722.614,9
4.4	Isoladores de passagem	UN	6	2.357,13	14.142,78
4.5	Cela de saídas com disjuntor, com isolamento integral de SF6, com barramento de cobre, interruptor seccionador tripolar de 3 posições, 480x845x1740mm	UN	1	1.323.944,42	1.323.944,42
4.6	Estacas de apoios dos barramentos	UN	6	28.568,56	171.411,36
Subtotal4					16.983.156,28
Custo do Material = subtotal2 + subtotal3 + subtotal4 = 16.894.055,04					

Mão-de-obra					
	Especificação	QTD	Horas	Salario/hora	Total
1	Engenheiro	3	1920	288,56	1.662.105,60
2	Técnico	2	1920	112,5	432.000,00

3	Auxiliares	18	1920	28,31	978.393,60
4	Oficiais	4	1920	32,47	249.369,60
Subtotal5					3.321.868,80
Transporte					
1	Grua	1	24	3.950,00	94.800,00
2	Guinchos	1	160	400,00	64.000,00
3	Camião	2	160	3.200,00	1.024.000,00
4	Carrinha Pickup	2	1920	300,00	1.152.000,00
Subtotal6					2.334.800,00
Custo da mão de obra = subtotal5 + subtotal6 = 5.656.668,8					
Custo = subtotal1 + Custo do Material + Custo da mão de obra					29.038.292,78

A estimativa de custo do presente trabalho foi elaborado em função de todas as etapas que o projecto apresenta, desde a aquisição da aérea onde será projectada a subestação, a montagem das linhas aéreas e subterrâneas e a montagem e construção da subestação.

O custo apresentado no projecto encontra-se isento do valor de IVA da aquisição de todos elementos envolvidos, sendo que o valor é de **29.038.292,78Mt** (vinte e nove milhões e trinta e oito mil, duzentos e noventa e dois e setenta e oito centavos).

Tendo em conta a apreciação dos produtos ao longo do tempo e numa possível falha de dimensionamento do material, o custo apresentado na tabela será adicionado uma tolerância mínima de erro de 10%.

Custo total = custo*1,1

Custo total = 29.038.292,78 *1,1 = 31.942.122,058Mt

O custo do projecto é de **31.942.122,058Mt** (trinta e um milhões e novecentos e quarenta e dois mil, cento e vinte e dois e cinquenta e oito centavos).

CAPÍTULO IX. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

9.1. Conclusões

Segundo a essência do projecto, que é a realização do dimensionamento da linha de transporte a partir da subestação da Malanga até a subestação de Katembe a ser instalada. Entende-se que os objectivos acima apresentados, foram atingidos de forma clara.

É possível concluir com base no trabalho que o sistema a ser instalado tem a função de aumentar a fiabilidade no fornecimento de energia eléctrica nas zonas em expansão em katembe e garantir a ligação em anel das subestações da concessionária.

O sistema de transferência das fontes de alimentação (subestação da Malanga / subestação de Salamanga), será feita por intermedio de uma subestação de seccionamento que poderá ser feita de forma manual ou automatizada.

O sistema a ser instalado em katembe trás como maior vantagem a continuação de ligação das subestações em anel. Neste caso que seria a subestação de malanga e salamanga usando a nova subestação. E também vem para aliviar a carga na subestação de salamanga, visto que ela alimenta a indústria de cimentos que precisa de um valor elevado de potência. E a subestação servira para alimentar a futura cidade chinesa que será construída.

O sistema e viável sim, porque para além da carga que temos actualmente, naquela região estão previstas indústrias a serem instaladas. Com isso a subestação em projecto servira para alimentar a carga que futuramente será instaladas.

9.2. Recomendações

Dadas as vantagens que o sistema trará no fornecimento de energia eléctrica e no impacto que o projecto trás consigo, recomenda-se que durante a sua execução sejam observados todas as medidas de segurança de modo a salvaguardar a saúde pública e a de todos os elementos envolvidos visto que a subestação será instalada numa zona urbana.

Buscar as melhores soluções e tecnologias observando o critério económico durante a sua implementação de modo que tenhamos a minimização dos custos e o melhor desempenho do sistema.

BIBLIOGRAFIA

- [01].ERSE.[Online].Available:<http://www.erse.pt/pt/electricidade/atividadesdosector/distribuicao/Paginas/RND-Linhas.aspx>.
- [02]. EDM Distribuição, Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público, 5^o ed., Outubro 2015.
- [03]. Solidal, Julho 2007. [Online]. Available: <http://www.solidal.pt/?m=217&c=14>.
- [04]. E. F. Loureiro, Sebenta de Instalações Eléctricas III, Lisboa: Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.
- [05]. DGE, "Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão," 1993.
- [06]. D. d. N. e. Tecnologia, Material para Linhas Aéreas - Armações de Aço para Postes de Betão de MT, Coimbra, 2005.
- [07]. E. Distribuição, "Evolução QS da rede de distribuição MT em Portugal continental e próximos desafios," in Ordem dos Engenheiros - Região Centro Ciclo Sessões técnicas, Coimbra, 2012.
- [08]. SEE I. Apontamentos da disciplina de Sistemas Eléctricos de Energia I, Licenciatura em Engenharia Electrotécnica, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Coimbra.
- [09]. Solidal, Q. & Q. (2007). Guia Técnico. Solidal - Condutores Eléctricos, S.A., Quintas & Quintas - Condutores Eléctricos, S.A, 10^aEd., p. 12, p.92, pp. 214-255. Teixeira, C. (2006).
- [10]. SolForm, Elaboração de projectos de linhas de Média Tensão, Porto, 2010.
- [11].http://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=Https://www.romagnole.com.br/uploads/filemanager/produtos/2689200322/download/br/Catalogo_de_Transformadores.pdf&ved=2ahUKEwjzwa-NIZDwAhXW8LsIHeQkCCYQFjAAegQIAxAC&usg=AOvVaw2adkAyRnMrkbv_K7xUN2IK, 13 de Marco de 2021
- [12]. D. G. d. Energia, Recomendações para linhas aéreas de alta tensão, até 30kV (M.T.), 1986
- [13]. E. Distribuição, Apoios para Linhas Aéreas - Postes de betão para redes de AT (60 kV), Coimbra, 2004.
- [14]. Cavan, Postes de AT e MT, 2009.
- [15]. Carvalho, J. (2008) Transformadores. Apontamentos da unidade curricular de Máquinas Eléctricas, Licenciatura em Engenharia Electrotécnica, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Coimbra.

- [16]. Regulamento de segurança de subestações e postos de transformação e de seccionamento.
- [17]. Etienne. D.G.E. (1986). “Recomendações para linhas aéreas de alta tensão, até 30kV.
- [18]. Gil, Antônio Carlos (1995). Métodos e técnicas de pesquisa social. 4. ed. São Paulo: Atlas.
- [19]. Gil, Antônio Carlos (1996). Como elaborar projetos de pesquisa. 3. ed. São Paulo: Atlas.
- [20]. Lakatos, Eva Maria; MARCONI, Marina de Andrade. Metodologia científica. 3.ed. São Paulo: Atlas, 1999.
- [21]. LUIZ, M. A.;Energia Solar e Preservação do meio ambiente. São Paulo: Editora LF, 1ª ed. 2013. 255p.
- [22]. Mamede Filho, João. Manual de equipamentos elétricos/João Mamede Filho. 4.ed. Rio de Janeiro: LTC 2013.
- [23]. MELO, M. S. M. Energia eólica: aspectos técnicos e econômicos . 2012. 154p. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [24]. ABB Power Technologies, Guia do comprador de Pára-raios, Edição 5, 10-2004
- [25]. J. A. Pomilio Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica
- [26]. RONAN, E. R. et al. A power electronic-based distribution transformer. IEEE TransactionsonPowerDelivery, v. 17, n. 2, p. 537–543, 2002.
- [27]. <https://alubar.net.br>>arquivoPDFResultados da web Catalogo Técnico Condutores Elétricos de Alumínio - Alubar, 13 de Marco de 2021.

Anexos

Peças Desenhadas

Situação Geográfica

O Distrito Municipal Katembe situa-se a Sul da Cidade de Maputo. É limitado a Norte e Leste pela Baía de Maputo, a Sul, pelo Distrito de Matutuine através da Avenida do Metical e a Oeste pelo Distrito de Boane através do Rio Tembe. Fica a cerca de 5 km, por estrada, ao sul do distrito empresarial central de Maputo.

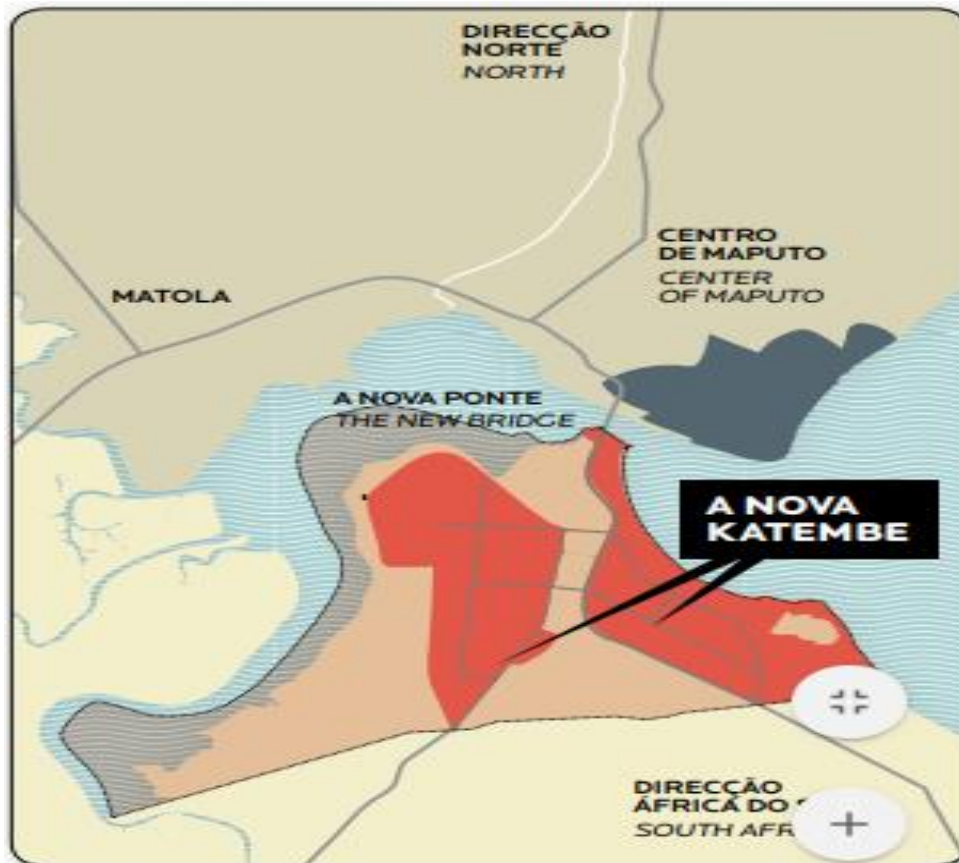


Figura 1. Situação geográfica



Figura 2. Demonstração da ponte Maputo KaTembe e sua distância

Anexo I. Tabelas para o dimensionamento mecânico

Tabela 1- Características físicas, elétricas e mecânicas [3].

Características	Unidades	Cobre	Alumínio	Liga	ACS	Aço
Massa específica	Kg/dm ³	8,89	2,703	2,703	6,59	7,78
Coefficiente de dilatação linear	°C ⁻¹	17×10 ⁻⁶	23×10 ⁻⁶	23×10 ⁻⁶	13×10 ⁻⁶	11,5×10 ⁻⁶
Módulo de elasticidade	Kg/mm ²	12700	7000	7000	16200	20700
Resistividade a 20 °C	Ωmm ² /m	0,017774	0,028264	0,0305-0,0325	0,0848	0,1916
Condutividade a 20 °C	LACS	97	61	52,5	20,3	9
Cof. De Temp a 20 °C	°C ⁻¹	0,00381	0,00403	0,00360	0,00360	-
Calor específico a 20 °C	Kcal/Kg°C	0,092	0,215	0,215	0,136	0,110

Tabela 2- Valores da pressão dinâmica do vento, em função da altura acima do solo

Altura acima do solo (m)	Pressão dinâmica do vento q (Pa)	
	Vento máximo habitual	Vento reduzido
Até 30	750	300
De 30 a 50	900	360
Acima de 50	1050	420

Tabela 3- Valores de coeficiente de redução

Elemento	Coefficiente de redução (α)
Condutores e cabos de guarda	0,6
Apoios, travessas e isoladores	1

Tabela 4- Valores do coeficiente de forma

	Diâmetro (mm)	Coefficiente de forma
Condutores nus e cabos de guarda	Até 12,5	1,2
"	Acima de 12,5 e até 15,8	1,1
"	Acima de 15,8	1,0
Cabos isolados em feixe	-	1,3
Cabos suportados e cabos tipo 8	-	1,8
Isoladores	-	1,0

Tabela 5- Temperatura a considerar para o estado de verão

Classe da linha	Nível de tensão	Temperatura
2 ^a	1 < Un < 33 kV	+50°C
3 ^a	33 ≤ Un < 110 kV	+65°C
3 ^a	Un ≥ 110 kV	+75°C

Tabela 6- Relação entre o nível de poluição e a linha de fuga específica

Nível de poluição	Linha de fuga nominal específica mínima em mm/ kV

Fraca	16
Média	20
Forte	25
Muito Forte	31

Anexo II. Tabelas para o dimensionamento eléctrico dos Condutores

Secção Nominal mm ²	Instalação subterrânea		Instalação ao ar livre	
	AL (A)	CU (A)	AL (A)	CU (A)
25	-	165	-	160
30	-	200	-	195
50	180	235	175	230
70	225	285	220	280
95	270	345	265	345
120	305	390	305	395
150	340	435	345	450
185	385	490	395	510
240	445	570	470	600

Tipo	Secção (mm ²)	Diâmetro (m)	Peso específico linear do condutor (kg/m)	Carga rotura nominal (daN)	Módulo Elasticidad e (daN/mm ²)	Coefficiente dilatação (°C ⁻¹)	Tensão de segurança (daN/mm ²)
Aster 55	54,60	0,00945	0,15	1773	6200	0,0000190	12,99
Aster 117	117,00	0,01400	0,32	3451	6000	0,0000190	11,80
Aster 148	148,10	0,01580	0,41	4812	6000	0,0000190	13,00
Aster 288	288,35	0,02210	0,79	9371	5700	0,0000177	13,00
AA30	30,60	0,00708	0,11	934	7600	0,0000190	12,21
AA50	49,50	0,00900	0,17	1493	7600	0,0000190	12,06
AA95	95,00	0,01200	0,31	2528	7600	0,0000190	11,49
AA105	106,80	0,01343	0,38	3430	7750	0,0000190	12,85
AA130	127,20	0,01460	0,59	6646	10400	0,0000190	20,90
AA160	157,90	0,01632	0,55	4775	7300	0,0000190	12,10
AA235	235,10	0,01989	0,81	6882	7300	0,0000190	11,71

AA325	326,10	0,02345	1,21	10938	8000	0,0000177	13,42
-------	--------	---------	------	-------	------	-----------	-------

Tabela 5.3 Resistividade de diferentes condutores a uma temperatura de 20°C.

Material	Condutibilidade [%]	$\rho(20^{\circ}\text{C})$ [$\Omega\text{m} \times 10^{-8}$]	Constante de Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]
Cobre macio Temperado	100	1,72	234,5
Cobre duro	97,3	1,77	241,5
Alumínio duro	61	2,83	228,1
Latão	20-27	6,4-8,4	480
Bronze	9-13	13-18	1980
Ferro	17,2	10	180
Prata	108	1,59	243
Sódio	40	4,3	207
Aço	2-14	12-88	180-980

Anexo III. Tabelas para o dimensionamento dos Isoladores

Referência do elemento da cadeia	Diâmetro da parte isolante (mm)	Passo nominal (mm)	Linha de fuga nominal mínima (mm)	Força de rotura (daN)	Peso (kg)
U 40 B	175	110	190	4000	1,7
A 40	200	110	210	4000	2,6
U 70 BS	255	127	295	7000	3,5
U 100 BS	280	127	295	10000	3,9
U 160 BS	280	146	315	16000	6,2
U 40 BP	175	110	295	4000	2,4
U 100 BLP	280	146	445	10000	5,6

Anexo IV. Tabelas para o dimensionamento de cargas

Tipo de Condutor	Secção Nominal (mm ²)	Tensões máximas de serviço (daN/mm ²)
Cobre	16	12-14
Alumínio-Aço	30	8-9-10
	50	7-8-9-10
	90	7-8-9
	160	7-8-9
Ligas de alumínio	20	8-9-10
	35	8-9-10
	55	8-9-10
	75	8-9-10

Anexo V. Tabelas para o dimensionamento de potências nominais, aparelhos de aquecimento e eletrodoméstico

Tipo		Potência (VA)	Tipo	Potência (VA)
Aquecedor de água por Acumulação	Ate 8L	1.500	Freezer horizontal	150
	de 100 até 150L	2.500	Freezer vertical	200
	de 200 até 400L	4.000	Geladeira	150
Aquecedor passagem	de agua por	6.000	Liquidificador	250
Aspirador	de Pó	600	Máquina de lavar loucas	1.500
Cafeteira	Uso domestico	600	Máquina de secar roupa	3.500
(Máquina de Café)	Uso comercial	1.200	Radio gravador	50
Conjunto de	Som	100	Televisor a cores	250
Ebulidor		1.000	Ventilador	100
Enceradeira		300	Impressora	45
Espremedor	de frutas	200		
Microcomputador		300		

Tabela V.1- Potências Nominais e Aparelhos de Aquecimento e Eletrodoméstico

Ferro de	Automático	1.000		
passar roupa	Simple	500		
Fogão		1500	Grill	1.200
Forno		4500	Forno de Micro-Ondas	1220

Tabela V.2. Potências nominais de condicionadores de ar tipo janela

Capacidade		Potencia nominal	
BTU/h	Kcal/h	W	VA
8.500	2.125	1.300	1.550
10.000	2.500	1.400	1.650
12.000	3.000	1.600	1.900
14.000	3.500	1.900	2.100
18.000	4.500	2.600	2.860
21.000	5.250	2.800	3.080
30.000	7.500	3.600	4.000

Tabela V.3. Factores de consumo de fornos e fogões eléctricos

Números de aparelhos	Factor de potencia	
	Potência até 3.5kW	Potência superior a 3.5kW
1	80	80
2	75	65
3	70	55
4	66	50
5	62	45
6	59	43
7	56	40

Tabela V.4. Factores de consumo para iluminação e tomadas

Carga instalada CI (kW)	Factor de consumo
$CI \leq 1$	0.86
$1 < CI \leq 2$	0.81
$2 < CI \leq 3$	0.76
$3 < CI \leq 4$	0.72
$4 < CI \leq 5$	0.68
$5 < CI \leq 6$	0.64
$6 < CI \leq 7$	0.60
$7 < CI \leq 8$	0.57
$8 < CI \leq 9$	0.54
$9 < CI \leq 10$	0.52
$CI > 10$	0.45

Tabela V.5. Factores de consumo de aparelhos electrodomésticos, de aquecimento, de refrigeração e condicionadores de ar

Número de aparelhos	Factor de consumo %	Número de aparelhos	Factor de consumo %
1	100	16	43
2	92	17	42
3	84	18	41
4	76	19	40
5	70	20	40
6	65	21	39
7	60	22	39
8	57	23	39
9	54	24	38
10	52	25	38
11	49	26 a 30	37
12	48	31 a 40	36
13	46	41 a 50	35
14	45	51 a 60	34
15	44	61 ou mais	33

Anexo VI. Dimensionamento de carga

Tabela VI.1. Cálculo detalhado da potência de consumo requerida em monofásica

Tipo de carga	Potência	Classe	Consumo (W)
Televisor a cores	2*250 VA	b5	$500 \cdot 0,76 = 380$
Ferro de passar roupa	1000 VA	b4	$1000 \cdot 0,7 = 700$
Fogão residencial/ 2Bocas	2500 VA	b4	$2500 \cdot 0,7 = 1750$
Congelador	150 VA	b5	$150 \cdot 0,65 = 97,5$
Conjunto de Som	150 VA	b5	$150 \cdot 0,65 = 97,5$
Geleira	150VA	b5	$150 \cdot 0,65 = 97,5$
Liquidificador	250VA	b5	$250 \cdot 0,65 = 162$
Iluminação (6 Lâmpadas)	6*20 VA	A	$120 \cdot 0,86 = 103$
Microcomputador	300 VA	b5	$300 \cdot 0,65 = 195$
Tomadas (diversos)	500VA	A	$500 \cdot 0,86 = 430$
Potência total			3892
Potência requerida			3300

Tabela VI.2. Cálculo detalhado da potência de consumo requerida em trifásica

Tipo de carga	Potência	Classe	Consumo (W)
Televisor a cores	3*250 VA	b5	$750 \cdot 0,76 = 570$
Ferro de passar roupa	1000 VA	b4	$1000 \cdot 0,7 = 700$
Fogão residencial/ 2Bocas	2500 VA	b4	$2500 \cdot 0,7 = 1750$

Congelador	150 VA	b5	150*0,65=97,5
Forno microondas	1220 VA	b4	1220*0,7=896
Conjunto de Som	3*150 VA	b5	450*0,65=292,5
Geleira	150VA	b5	150*0,65=97,5
Aquecedor de agua por Acumulação	2500VA	b4	2500*0,7=1750
Iluminação (10 Lâmpadas)	10*20 VA	A	200*0,86=172
Ar condicionado 9000BTU	1550 VA	C	1550*1=1550
Cafeteira	600 VA	b5	600*0,76=456
Liquidificador	250VA	b5	250*0,76=190
Microcomputador	300 VA	b5	300*0,65=195
Impressora	45 VA	b5	45*0,65=29,25
Tomadas (diversos)	1000VA	A	1000*0,86 = 860
Potência consumida			9575
Potência requerida			6500 - 7000

Tabela VI. 4. Carga do hospital

Compartiment o	Quantidades			Previsao de carga			Carga		
	Ilumi n	TU G	TU E	Ilumi n (VA)	TUG(VA)	TUE(W)	Ilumi n (VA)	TUG(VA)	TUE(W)
Bloco 1									
Sala 1	2	2	2	100	100	2000	100	100	2000
Sala 2	3	3	2	100	100	2900	100	100	2900
Sala 3	3	2	1	100	100	1900	100	100	1900
Sala 4	2	3	1	100	100	1700	100	100	1700
Bloco 2									
Varanda 1-2	2	0	0	100	0	0	100	0	0
Sala 5	2	3	1	100	100	3700	100	100	3700
Sala 6	3	2	2	100	100	2200	100	100	2200
Varanda 2-3	2	0	0	100	0	0	100	0	0
Bloco 3									
Sala 7	3	3	1	100	300	1900	100	300	1900
Sala 8	3	3	2	100	300	1700	100	300	1700
Sala 9	2	1	2	100	100	2900	100	100	2900
Sala 10	2	2	3	100	100	1300	100	100	1300
Cozinha e pavilhão									
Sala 11	2	3	3	320	300	2500	320	300	2500
Sala 12	1	0	1	100	100	1300	100	100	1300
Casas de banho									

C. B 1	1	1	0	100	100	1200	100	100	1200
C.B2	1	1	0	100	100		100	100	
C.B3	1	0	0	100	0		100	0	
C.B4	1	0	0	100	0		100	0	
C.B5	1	0	0	100	0		100	0	
Sala 13	1	1	1	100	100	1300	100	100	1300
Total	38	29	22	1020	2100	28500	1020	2100	28500

Compartiment o	Quantidades(BTU/h)					
	8.500	10.000	12.000	14.000	18.000	21.000
Sala 1	2					
Sala 2					1	
Sala 3		4				
Sala 4				2		
Sala 5						1
Sala 6						
Sala 7						
Sala 8					1	
Sala 9					2	
Sala 10			2			
Sala 11						

Potência Activa		
Ilumin (W)	$1020 \times 0,95 = 969$	
TUG(W)	$2100 \times 0,95 = 1995$	
	Sub-Total (W)	2964
Fact. Simul	0,4	1185,6
Sub-Total (W)		
TUE(W)	28500	
	Sub-Total (W)	28500
Fact. Simul	0,52	
Sub-Total (W)		14800
Total (W)		16005,6

PotênciaActiva	16005,6 [W]
----------------	-------------

Factor de Potência	0,95
PotênciaAparente	15,20532 [kVA]

Anexo VII. Tabelas para o dimensionamento do pára-raio

Tabela VII.1. Valor mínimo da tensão nominal do para-raios (U_r)

Aterramento do sistema	Duração da falha	Tensão do sistema $U_m(kV)$	Tensão nominal mínima, $U_r(k)$
Eficaz	$\leq 1 s$	≤ 100	$\geq 0,8 \times U_m$
Eficaz	$\leq 1 s$	≥ 123	$\geq 0,72 \times U_m$
Não eficaz	$\leq 10 s$	≤ 170	$\geq 0,91 \times U_m$ $\geq 0,91 \times U_m$ (EXLIM T)
Não eficaz	$\leq 2 h$	≤ 170	$\geq 0,8 \times U_m$
Não eficaz	$> 2 h$	≤ 170	$\geq 0,8 \times U_m$

Tabela VII.2. Razões U_{pl}/U_r e U_{ps}/U_r dos pára-raios ABB

Tipo de pára-raios	Corrente de descarga nominal (I_n)	U_{pl}/U_r a 10 kA _p	U_{pl}/U_r a 20 kA _p	U_{ps}/U_r
EXLIM R	10	2,590		2,06 a 0,5kA _p
PEXLIM R	10	2,590		2,06 a 0,5kA _p
EXLIM Q	10	2,350		1,981 a 1,0kA _p
PEXLIM Q	10	2,350		1,981 a 1,0kA _p
EXLIM P	20	2,275	2,5	2,02 a 2,0kA _p
PEXLIM P	20	2,275	2,5	2,02 a 2,0kA _p
HS PEXLIM P	20	2,275	2,5	2,02 a 2,0kA _p
EXLIM T	20	2,200	2,4	1,976 a 2,0kA _p

Tabela VII.3. Lista de produtos da ABB

Família de produtos	de	Classificação do pára-raios	Tipo	Tensão máx do sistema		Tensão nominal		Requisitos de energia/intensidade de descarga atmosférica	de	Resistência Mecânica
				U_m	kV_{rms}	U_r	kV_{rms}			
PEXLIM pára-raios encapsulados em polímetro de silicone		10 kA, IEC classe 2	PEXLIM R	24 – 170	– 18 – 144	Moderado	1600			
		10 kA, IEC classe 3	PEXLIM Q	52 – 420	– 42 – 360	Alto	4000			
		20 kA, IEC classe 4	PEXLIM P	52 – 420	– 42 – 360	Muito alto	4000			
HS PEXLIM pára-raio de alta resistência encapsulados em polímero de silicone		20 kA, IEC classe 4	HS PEXLIM P	245 – 550	– 180 – 444	Muito alto	28000			
		20 kA, ICE classe 5	HS PEXLIM T	245 – 800	– 180 – 612	Muito alto	28000			
EXLIM pára-raio encapsulado em porcelana		10 kA, IEC classe 2	EXLIM R	52 – 170	– 42 – 168	Moderado	7500			
		10 kA, IEC classe 3	EXLIM Q-E	52 – 245	– 42 – 228	Alto	7500			
		10 kA, IEC classe 3	EXLIM Q-D	170 – 420	– 132 – 420	Alto	18000			
		20 kA, IEC classe 4	EXLIM P	52 – 550	– 42 – 444	Muito alto	18000			
		20 kA, IEC classe 5	EXLIM T	245 – 800	– 180 – 624	Muito alto	18000			

Tabela VII.4.tabela de proteções

Tensão máxima de sistema U_m kV_{rms}	Tensão nominal U_r kV_{rms}	Tensão de operação contínua máxima		Capacidade TOV		Tensão residual máxima com onda de corrente					
		U_c	MCOV	1 s	10 s	0,5kA	1 kA	2 kA	5 kA	10kA	20kA
		kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{pico}	kV_{pico}	kV_{pico}	kV_{pico}	kV_{pico}	kV_{pico}
24	18	14,4	15,3	20,7	19,8	37,1	38,5	40,3	44,0	46,7	52,3
	21	16,8	17,0	24,1	23,1	43,2	44,9	47,0	51,3	54,4	61,0
	24	19,2	19,5	27,6	26,4	49,4	51,3	53,8	58,7	62,2	69,7
	27	21,6	22,0	31,0	29,7	55,6	57,7	60,5	66,0	70,0	78,4
36	30	24,0	24,4	34,5	33,0	61,7	64,2	67,2	73,3	77,7	87,1
	33	26,4	26,7	37,9	36,3	67,9	70,6	73,9	80,6	85,5	95,8
	36	28,8	29,0	41,4	39,6	74,1	77,0	80,6	88,0	93,3	105
	39	31,2	31,5	44,8	42,9	80,3	83,4	87,3	95,3	102	114
	42	34,0	34,0	48,3	46,2	86,4	89,8	94,0	103	109	122
	48	38,0	39,0	55,2	52,8	98,8	103	108	118	125	140
52	42	34,0	34,0	48,3	46,2	86,4	89,8	94,0	103	109	122
	48	38,0	39,0	55,2	52,8	98,8	103	108	118	125	140
	51	41,0	41,3	58,6	56,1	105	109	115	125	133	148
	54	43,0	42,0	62,1	59,4	112	116	121	132	140	157
	60	48,0	48,0	69,0	66,0	124	129	135	147	156	175
	66	53,0	53,4	75,9	72,6	136	142	148	162	171	192

Tabela VII.5. Características técnicas dos encapsulamentos

Tensão máxima	Tensão	Encapsulament	Distância de	Isolamento externo	Massa
---------------	--------	---------------	--------------	--------------------	-------

de sistema	nominal	o	fuga	1,2/50 μ s	50 Hz	60 Hz	250/2,5 μ s	
U _m	U _r		mm	Seco	umido (60s)	Umido (10s)	okV _{pico}	kg
kV _{rms}	kV _{rms}			kV _{pico}	kV _{rms}	kV _{rms}		
24	18 – 27	YV024	1863	310	150	150	250	13
36	30 – 48	YV036	1863	310	150	150	250	14
52	42 60	YV052	1863	310	150	150	250	14
	66	YV052	2270	370	180	180	300	16

Anexo VIII. Tabelas para o dimensionamento do seccionador

Tabela VIII.1.Limites de temperatura e sua elevação

Partes do equipamento	Temperatura máxima (°C)	Limites de elevação de temperatura para ambiente que exceda a 40°C
Contactos:		
Liga de cobre nu no ar	75	35
Liga de cobre nu no óleo	80	40
Prateados ou niquelados no óleo	105	65
Prateados ou niquelados no óleo	90	50
Cobre nu ou liga e alumínio no ar	90	50
Cobre nu ou liga e alumínio no óleo	100	60
Prateado ou niqueladas no ar	115	75
Prateadas ou niqueladas no óleo	100	60
Óleos para disjuntores a óleo	90	50
Partes metálicas actuando como mola	90	50

Esmalte sintética classe H	120	80
----------------------------	-----	----

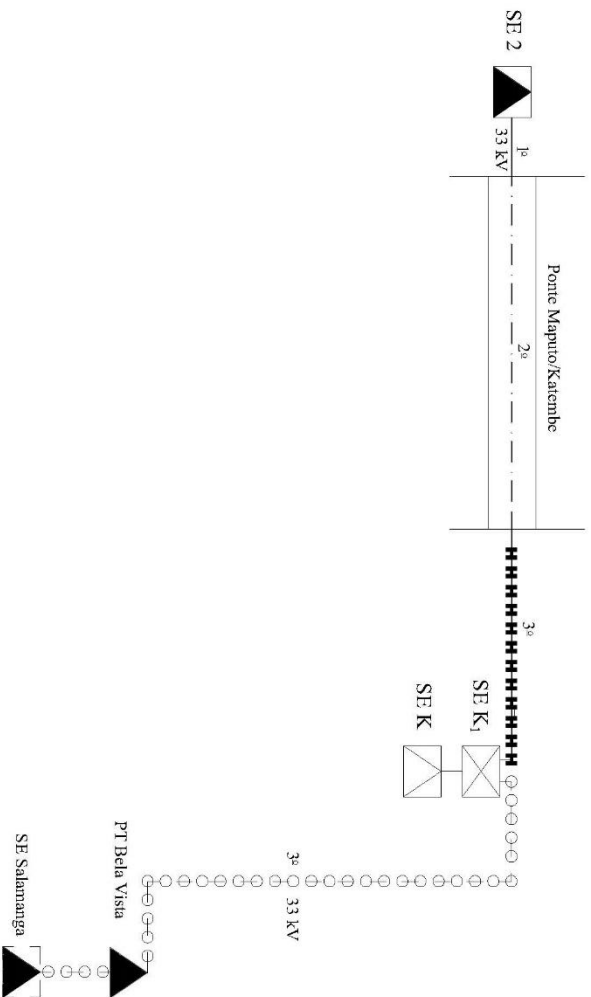
Simbolo	Designação
	Substação de Melanga
	Substação de secionamento de Katembe
	Substação de Katembe
	Linha Subterranea
	Passagem de linha em galéria
	Linha aérea
	Substação de Salamanca
	Apoios de Betão Armado
	Apoios de Madeira
	Inter-barras
	Fusivel
	Transformador de corrente
	Transformador de Tensão
	Chave seccionadora

Simbolo	Designação
	Em Serviço
	Em Projeto
	Pontos de Alimentação existentes

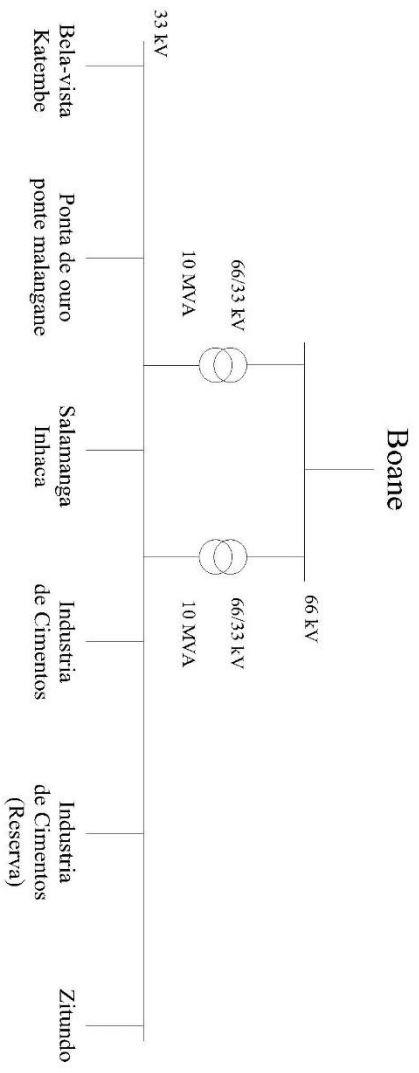
Assinat.		Simbologia	Anexo 1
Data			
project	Francisco Ganhane	Simbologia	Anexo 1
Des.	Francisco Ganhane		
Verif.	Eng.º Manuel Teles		
1:50		Simbologia	DEM-FENG

Maputo

Katembe

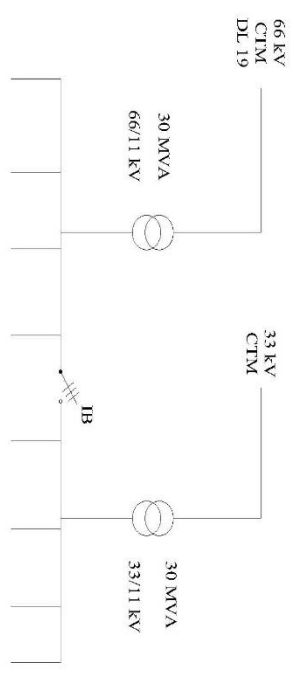


project.	Date	Assinat.	Substação de Katembe	Anexo 2
Des.		Francoise Canhane		
Verif.		Eng.º Manuel Talles		
1:50	Projeção da Substação de Katembe			DEM-FENG



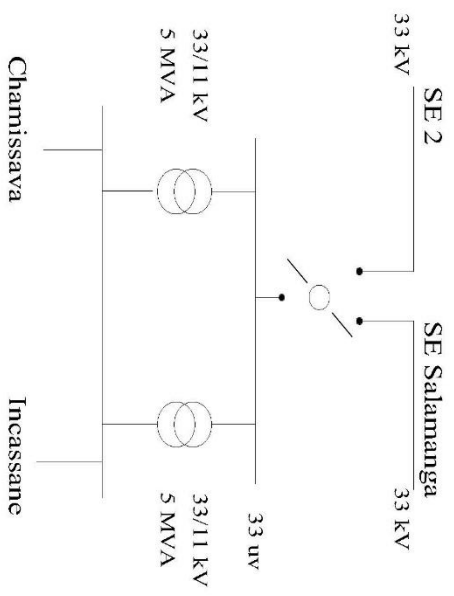
Substação de Salamanca

project.	Data	Assint.	
Des.		Francisco Gambane	Substação de Salamanca
Verif		Engº Manuel Takas	
1:50			Anexo 3 UEM-FENG
Esquemática da Substação de Salamanca			



Substação de Malanga

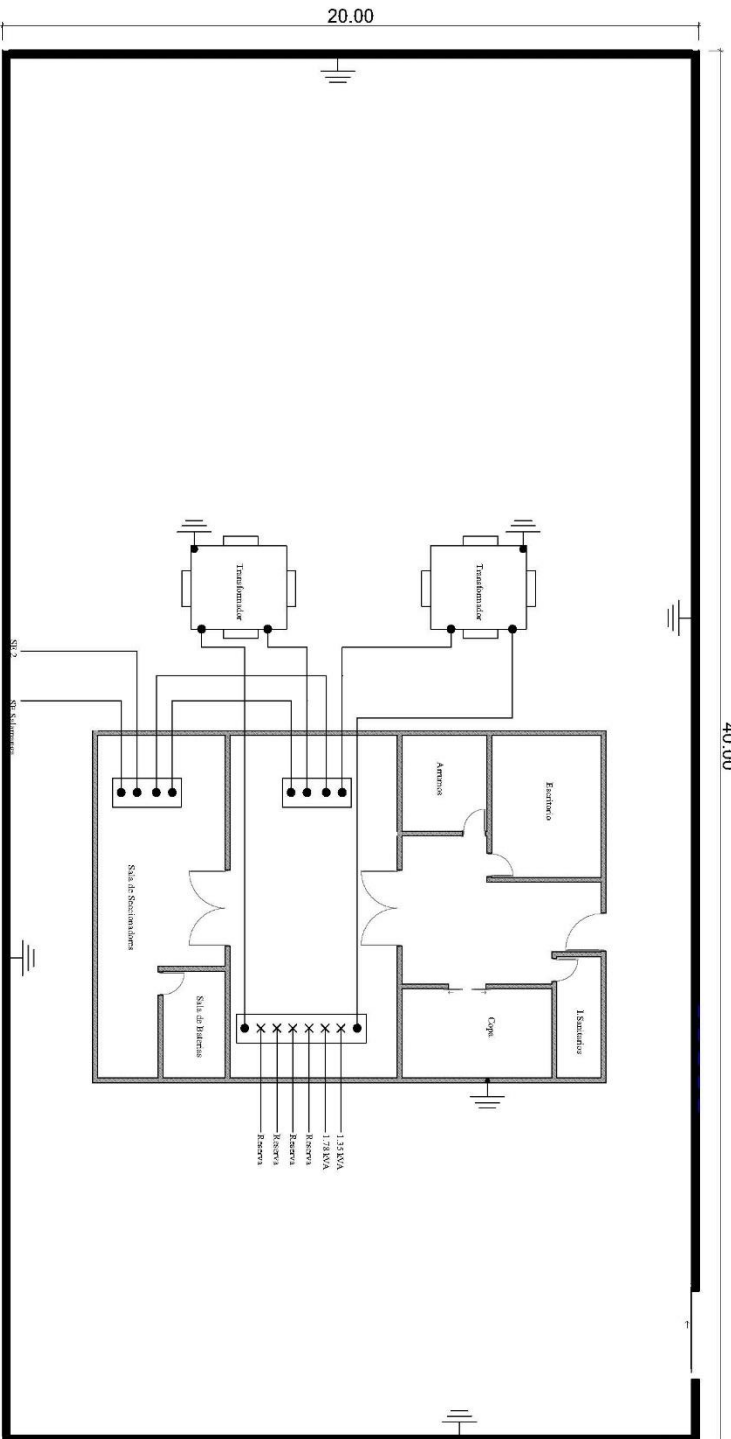
Data	Assinat.	
project.	Francisco Ganhane	Substação de Malanga
Des.	Francisco Ganhane	
Verif.	Eng.º Manuel Tótilis	
1:50		Esquemática da Substação de Malanga
		UEN-FENG



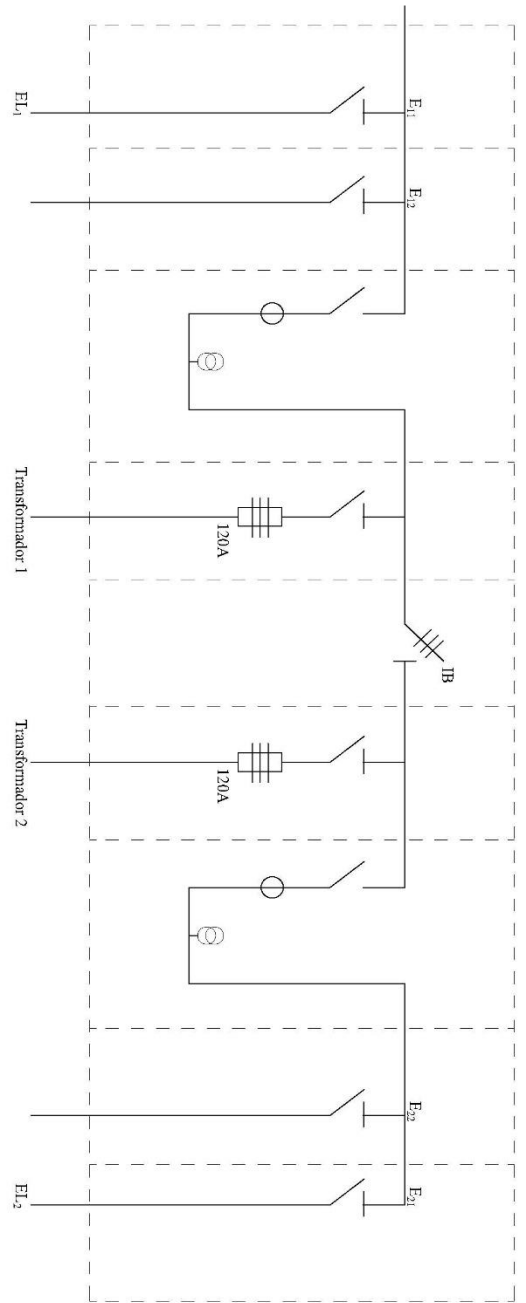
Substação de Katembe

project.	Data	Assint.	Substação de Katembe	Anexo 5
Des.		Francisco Ganhane		
Verif.		Eng.º Manuel Felles		
1:50			Esquemática da Substação de Katembe	UEM-FENG

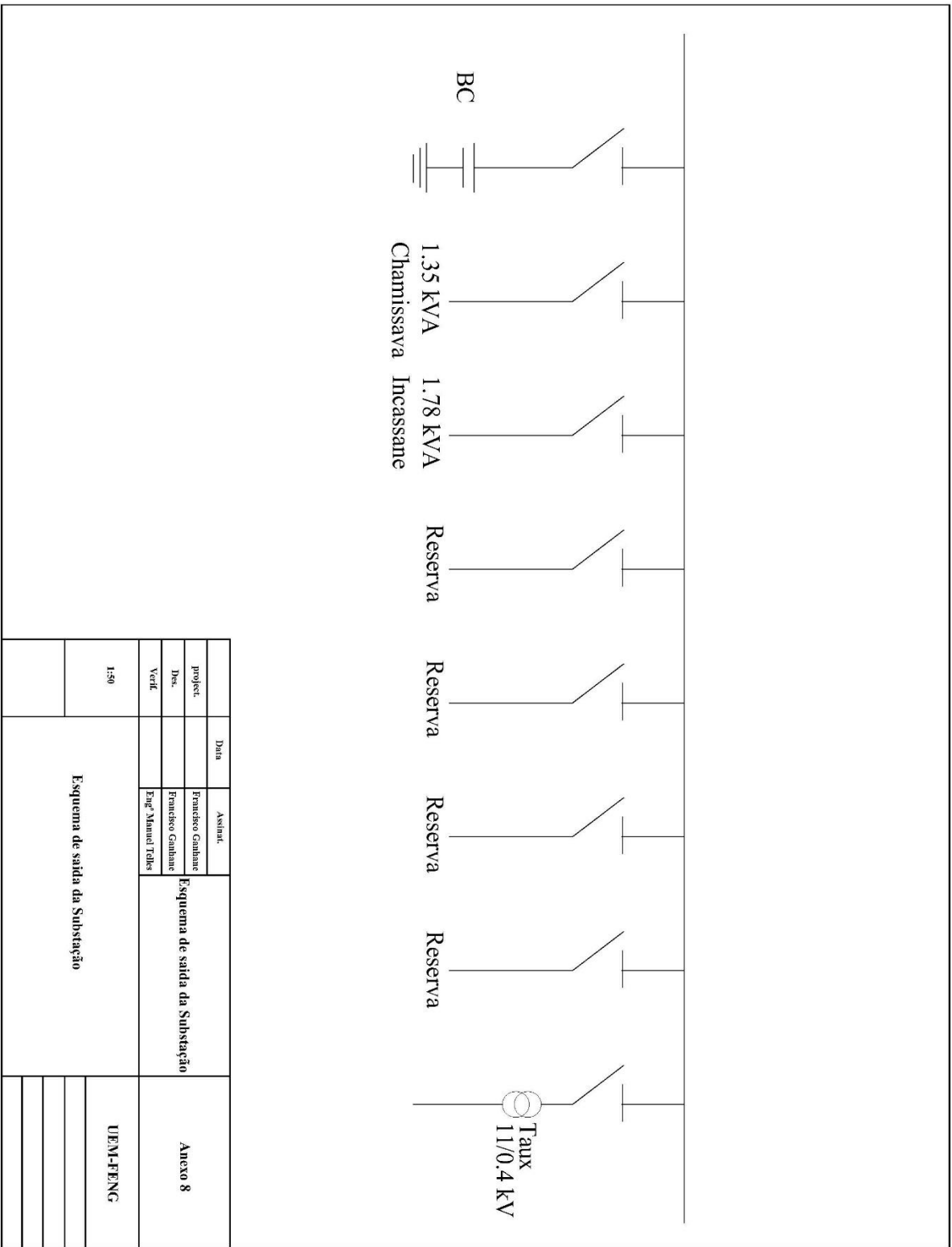
40.00



	Data	Assinatura	Representação das Instalações	Anexo 6
project.		Francisco Ganhare		
Des.		Francisco Ganhare		
Vent.		Eng.º Manoel Telles		
1:50	Representação das Instalações			UEM-FENG



	Data	Assinat.	Esquema de Media Tensão	Anexo 7
project.		Francisco Ganhane		
Des.		Francisco Ganhane		
Verif.		Engº Manuel Tades		
140	Esquema de Media Tensão			UEM-FENG

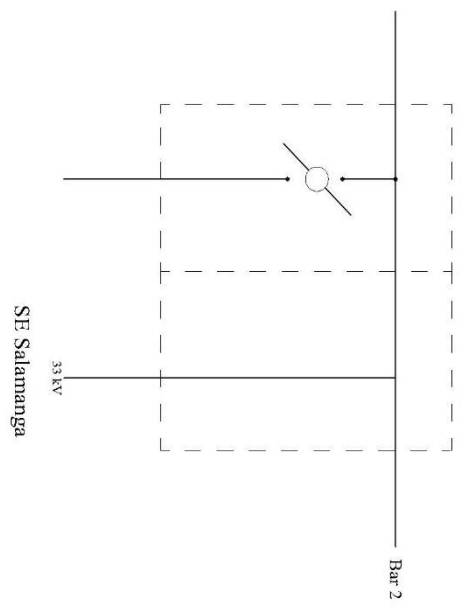
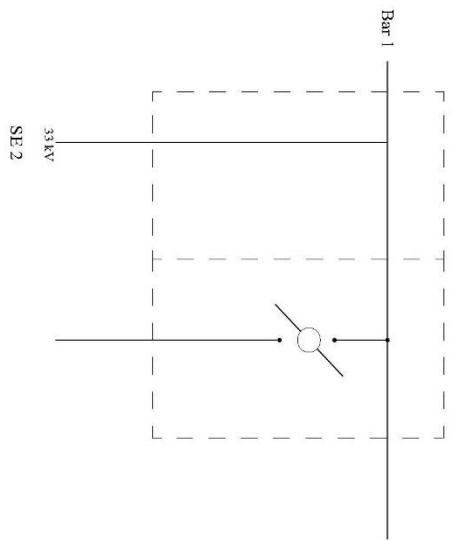


		Data	Assinat.	
projet.			Francisco Ganhane	Esquema de saída da Substação
Des.			Francisco Ganhane	
Verif.			Engº Manoel Tades	
1:50	Esquema de saída da Substação			UEM-FENG

Esquema de saída da Substação

UEM-FENG

Anexo 8



	Data	Assinat.		
project:		Francisco Canhane	Esquema da Substação de seccionamento	Anexo 9
Des:		Francisco Canhane		
Verif:		Engº Manuel Teles		
1:50	Esquema da Substação de seccionamento			LEM-FENG