



**Universidade Politécnica  
A POLITÉCNICA**

ESCOLA SUPERIOR DE GESTÃO, CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS

CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

ALBANO FERNANDO LUÍS JOAQUIM

CÓDIGO : 448735

TEMA:

**ANÁLISE DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA NO SISTEMA DE BAIXA  
TENSÃO DA EDM – ÁREA DE SERVIÇO AO CLIENTE DE XAI-XAI**

Supervisor: Eng.º Cristóvão Dinís Chenjelani

Maputo, Janeiro

2025



**Universidade Politécnica  
A POLITÉCNICA**

**ESCOLA SUPERIOR DE GESTÃO, CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS**

**CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**ALBANO FERNANDO LUÍS JOAQUIM**

**CÓDIGO: 448735**

**ANÁLISE DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA NO SISTEMA DE BAIXA  
TENSÃO DA EDM – ÁREA DE SERVIÇO AO CLIENTE DE XAI-XAI**

Trabalho de conclusão do curso apresentado a Universidade Politécnica como requisito parcial para a obtenção do grau de licenciatura em Engenharia Eléctrica.

Supervisor: Eng.º Cristóvão Dinís Chenjelani

Maputo, Janeiro

2025

ALBANO FERNANDO LUÍS JOAQUIM

ANÁLISE DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA NO SISTEMA DE BAIXA TENSÃO  
DA EDM – ÁREA DE SERVIÇO AO CLIENTE DE XAI-XAI

Aprovado Em: \_\_\_\_\_

Membros de Júri

\_\_\_\_\_

(Presidente)

\_\_\_\_\_

(Arguente)

\_\_\_\_\_

(Supervisor)

## **DECLARAÇÃO DE HONRA**

Declaro que esta Monografia de Licenciatura é resultado da minha investigação pessoal, das orientações do meu Supervisor, o seu conteúdo é original e todas as fontes consultadas estão devidamente mencionadas no texto, nas notas e na bibliografia final.

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

Maputo, Janeiro de 2025

---

(Albano Fernando Luís Joaquim)

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à toda família (Joaquim) em Especial a minha Mãe pelo apoio incondicional, em todos os momentos da minha vida.

## **AGRADECIMENTO**

Agradeço a Deus pelo dom da vida.

A minha Família, mãe, Irmãos, Tios, Filhos e em especial a minha querida e amada Esposa Ivone Joaquim pelo apoio moral e incondicional para efectivação deste trabalho, e aos demais que directa ou indirectamente contribuíram para o efeito.

Aos meus colegas de Serviço em especial ao Eng. Keifasse Muiambo, que sempre me incentivou a continuar com meus Estudos, ao Eng. Lázaro Mula, Eng. Délcio Tivane, ao dr. Silvano Siteo,

Ao dr. Kalucha Siteo, ao dr. Francisco e ao Eng. Joaquim pelo apoio e debates longos, revisão Literária para finalização deste Trabalho.

Aos colegas de Curso de Engenharia Eléctrica, em particular Dalilo Chigoi, Marcelo Mulhanga, Domingos Cossa, Eugénio Mathe, Zacarias Mapsanganhe, Rodrigues Ndove.

Ao corpo docente do curso de Engenharia Eléctrica, pelo contributo e pelo encorajamento prestado ao longo da formação.

Em especial, ao meu supervisor, Eng.º Cristóvão Chenjelani, pela dedicação e sábia orientação, agradeço-lhe do fundo do coração.

Enfim, a todos que directa ou indirectamente participaram, na concretização deste trabalho, vai o meu muito obrigado.

## EPÍGRAFE

Cuidado com as pequenas despesas, um pequeno vazamento pode afundar um grande navio.

(Benjamim Franklin)

## RESUMO

O presente trabalho aborda a problemática de perdas de energia elétrica no sistema de baixa tensão da Electricidade de Moçambique (EDM), com foco na Área de Serviço ao Cliente de Xai-Xai. O estudo parte de uma análise abrangente sobre os tipos de perdas enfrentados pela empresa, classificadas como técnicas, que incluem fenômenos naturais como o efeito Joule e perdas em transformadores, e não técnicas, decorrentes de furtos, fraudes e erros de medição. A pesquisa identifica que tais perdas não apenas afetam a eficiência operacional da EDM, mas também resultam em impactos financeiros significativos e comprometem a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. A metodologia utilizada incluiu cálculos detalhados de perdas de energia e avaliação de perfis de perdas ao longo de períodos tarifários específicos. Os resultados apontaram que as perdas são maioritariamente influenciadas por deficiências estruturais, aumento da demanda não planejada e ações humanas ilícitas. As propostas incluem investimentos em tecnologias de monitoramento avançado, otimização de sistemas de medição e fiscalização rigorosa para combater fraudes e ligações clandestinas. A implementação das recomendações pode levar à redução dos custos operacionais, melhoria na qualidade do fornecimento de energia e maior competitividade da EDM no mercado. Com isso, este trabalho contribui para um entendimento mais aprofundado dos desafios enfrentados por empresas de distribuição de energia em países em desenvolvimento e ressalta a importância da gestão eficiente de perdas como estratégia essencial para garantir a sustentabilidade energética e econômica.

**Palavras-chave:** Perdas de energia elétrica, Baixa tensão, Electricidade de Moçambique, Mitigação de perdas.

## **ABSTRACT**

This paper addresses the issue of electricity losses in the low-voltage system of Electricidade de Moçambique (EDM), focusing on the Xai-Xai Customer Service Area. The study begins with a comprehensive analysis of the types of losses faced by the company, classified as technical, which include natural phenomena such as the Joule effect and transformer losses, and non-technical, arising from theft, fraud, and metering errors. The research identifies that these losses not only affect EDM's operational efficiency but also result in significant financial impacts and compromise the quality of electricity supply to consumers. The methodology employed included detailed calculations of energy losses and the assessment of loss profiles over specific tariff periods. The results indicated that losses are primarily influenced by structural deficiencies, unplanned demand increases, and illicit human actions. The proposals include investments in advanced monitoring technologies, optimization of metering systems, and stricter surveillance to combat fraud and illegal connections. The implementation of these recommendations could lead to reduced operational costs, improved electricity supply quality, and greater competitiveness for EDM in the market. Thus, this paper contributes to a deeper understanding of the challenges faced by energy distribution companies in developing countries and highlights the importance of efficient loss management as a key strategy to ensure both energy and economic sustainability.

**Keywords:** Energy losses, Low voltage, Electricidade de Moçambique, Loss mitigation.

## Índice

DEDICATÓRIA .....	i
AGRADECIMENTO.....	ii
RESUMO.....	iv
ABSTRACT.....	v
CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO .....	12
1.1. Problema .....	12
1.2. Justificativa .....	13
1.3. Objectivos .....	13
1.3.1. Objectivo Geral.....	13
1.3.2. Objectivos Específicos.....	13
CAPÍTULO II: METODOLOGIA DE PESQUISA .....	14
2.1. Tipo de abordagem .....	14
2.2. Tipo de pesquisa .....	14
2.3. Técnicas e Instrumentos de colecta de Dados.....	14
2.4. Técnicas e Instrumentos de tratamento e Análise de Dados.....	15
CAPÍTULO III.....	16
<b>3. REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>16</b>
<b>3.1. CONCEITOS BÁSICOS .....</b>	<b>16</b>
<b>3.2. REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO.....</b>	<b>16</b>
3.2.2. Componentes das redes de distribuição .....	19
<b>3.3. PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>27</b>
3.3.1. Perdas técnicas .....	28
3.3.2. Perdas não técnicas .....	42
3.3.3. Mitigação das perdas elétricas .....	43
<b>CAPÍTULO IV: APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....</b>	<b>46</b>
<b>4.1. PERDAS TÉCNICAS.....</b>	<b>46</b>
4.1.1. Carregamento dos PT's.....	46
4.1.2. Resistência por cada PT .....	49
4.1.3. Perdas técnicas (por efeito joule) em cada PT .....	49
<b>4.2. POTÊNCIA A TRANSFERIR.....</b>	<b>53</b>
<b>4.2.1. Determinação da potência a transferir do PTS0030 para PTS 0029.....</b>	<b>54</b>

4.2.2.	<b>Determinação da potência a transferir do PTS0138</b> .....	55
4.2.3.	<b>Determinação da potência a transferir do PTS0237</b> .....	56
4.2.4.	Determinação da potência a transferir do PTS0036.....	56
4.2.5.	Determinação da potência a transferir do PTS0079.....	57
4.2.6.	Determinação da potência a transferir do PTS0116.....	57
<b>4.3.</b>	<b>DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA DEPOIS DO MELHORAMENTO</b> .....	<b>58</b>
<b>4.4.</b>	<b>CORRENTE DE SERVIÇO DEPOIS DO MELHORAMENTO</b> .....	<b>59</b>
<b>4.5.</b>	<b>PERDAS POR EFEITO DE JOULE DEPOIS DO MELHORAMENTO</b> .....	<b>61</b>
<b>4.6.</b>	<b>QUEDA DE TENSÃO DEPOIS DO MELHORAMENTO</b> .....	<b>63</b>
<b>4.7.</b>	<b>ANÁLISE DOS PTs QUE IRÃO RECEBER A CARGA</b> .....	<b>64</b>
<b>4.8.</b>	<b>DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA DEPOIS DE RECEBER A CARGA</b> .....	<b>66</b>
<b>4.9.</b>	<b>CORRENTE DE SERVIÇO</b> .....	<b>67</b>
<b>4.10.</b>	<b>PERDAS POR EFEITO JOULE DEPOIS DE RECEBER A CARGA</b> .....	<b>68</b>
<b>4.11.</b>	<b>QUEDA DE TENSÃO DEPOIS DE RECEBER A CARGA</b> .....	<b>70</b>
4.12.	<b>Potência Activa</b> .....	73
4.13.	<b>Corrente nominal do Transformador</b> .....	74
4.14.	<b>Tensão Nominal do transformador</b> .....	74
4.15.	<b>Factor de potência de um transformador</b> .....	74
<b>4.16.</b>	<b>Tensão máxima de Para Raios e Isoladores</b> .....	<b>75</b>
<b>4.17.</b>	<b>Resistência eléctrica</b> .....	<b>75</b>
<b>4.18.</b>	<b>Perdas por efeito de joule</b> .....	<b>76</b>
<b>4.19.</b>	<b>PERDAS NÃO TÉCNICAS</b> .....	<b>76</b>
4.19.1.	Determinação das perdas não técnicas nos PTs .....	76
4.19.2.	APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DE PERDAS NÃO TÉCNICAS.....	77
<b>4.20.</b>	<b>PERDAS TOTAIS DE ENERGIA</b> .....	<b>78</b>
4.20.1.	ENERGIA TOTAL PERDIDA.....	78
4.20.2.	PERDAS TOTAIS DE ENERGIA EM METICAIS .....	79
<b>CAPÍTULO V: ESTIMATIVA DE CUSTOS</b> .....		<b>80</b>
5.	Introdução à Estimativa de Custos em Sistemas Eléctricos.....	80
5.1.	Tipos de Custos Associados a Perdas de Energia .....	80
5.2.	Modelos de Estimativa de Custos .....	80
5.3.	Fatores que Influenciam os Custos .....	81
5.4.	Ferramentas e Normas Utilizadas .....	81
5.5.	Justificativa para a Apresentação dos Custos.....	81

5.6. Conclusão.....	84
CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES E SUGESTÕES .....	85
6.1. CONCLUSÕES .....	85
6.2. SUGESTÕES.....	85
BIBLIOGRAFIA .....	88
APÊNDICE.....	90

## **LISTA DE ABREVIATURAS, SÍMBOLOS E ACRÓNIMOS**

<b>EDM</b>	Electricidade de Moçambique
<b>ASC</b>	Área de Serviço ao Cliente
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>AT</b>	Alta Tensão
<b>PT</b>	Posto de Transformação
<b>LSX</b>	Condutor Torçado Isolado em Polietileno Reticulado
<b>LSVAV:</b>	Condutor Subterrâneo Isolado em Polietileno Reticulado ou Vinílico
<b>ARENE</b>	Autoridade Reguladora de Energia
<b>GSM</b>	Global System for Mobile Communications
<b>HFO</b>	Heavy Fuel Oil
<b>kWh</b>	Quilowatt-hora (medida de energia ativa)
<b>kVAR</b>	Quilovolt-ampere reativo (medida de energia reativa)
<b>kVA</b>	Quilovolt-ampere (medida de potência aparente)
<b>NH</b>	Normas para fusíveis dimensionados
<b>MAT</b>	Muito Alta Tensão
<b>SEE</b>	Sistema Elétrico de Energia
<b>QGBT</b>	Quadro Geral de Baixa Tensão
<b>IP</b>	Iluminação Pública
<b>PVC</b>	Policloreto de Vinila

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1 Fluxo energético desde a produção até ao consumidor .....	17
Figura 2. 2 Sistema Elétrico Nacional .....	18
Figura 2. 3 Interligação da rede MT com a rede BT.....	19
Figura 2. 4 Secções dos condutores aéreos LXS .....	21
Figura 2. 5 Secções condutores subterrâneos LSVAV .....	23
Figura 2. 6 Contrador de energia eléctrica para residencias.....	26
Figura 2. 7 Perda vs Carregamento.....	31
Figura 2. 8 Energia necessária ao funcionamento de um motor .....	34
Figura 2. 9 Triângulo de potência.....	35
Figura 2. 10 Compensação de energia reativa com recurso a bateria de condensadores.....	36
Figura 2. 11 Variação da resistência de um conductor em função da temperature absoluta .....	39
Apêndice 1 Questionário aplicado para os gestores .....	91
Apêndice 2 : Ficha de Inspeção .....	92
Apêndice 3 Melhoramento e Expansão da Rede .....	93
Apêndice 4 Ficha de Inspeção .....	94
Apêndice 5 Carta de Multa .....	95
Apêndice 6 Contador Monofásico e trifásico Split-Meter.....	96
Apêndice 7 Sensibilização sobre Eficiência energética na comunidade .....	97
Apêndice 8 Contador de Contagem Indirecta.....	98
Apêndice 9 Furto de Energia Eléctrica .....	99
Apêndice 10 Carta de pedido de fornecimento de dados de 2023.....	100
Apêndice 11 Carregamento dos PT's .....	101
Apêndice 12 Tabela de secção para o cabo de alumínio .....	120

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Perdas (%) em função do factor de carga (Pcu).....	30
Tabela 2. Classe de níveis Eficiência para transformadores de distribuição à seco .....	33

Tabela 5. Percentagem de carregamento de PT's na hora da ponta.....	47
Tabela 6. Distâncias em relação aos PT's assim como a secção dos cabos.....	48
Tabela 7. Apresentação dos resultados antes do melhoramento das perdas por efeito joule no lado de Baixa dos PT's.....	72
Tabela 8. Apresentação dos resultados depois do melhoramento das perdas por efeito joule no lado de Baixa dos PT's.....	72
Tabela 9. Apresentação dos resultados dos PTSs que receberam cargas.....	73
Tabela 10. Multas aplicadas resultantes de fraudes por PT.....	76
Tabela 11. Tabela de Custos.....	83

## CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO

A Energia Eléctrica é um elemento crucial para o mundo actual, no qual, qualquer país ou sociedade precisa dele para alavancar ou impulsionar a sua economia. Tal, é gerada em centrais, transmitida e distribuída aos consumidores por meio de redes eléctricas. Nesse processo, ocorrem perdas de energia elétrica.

A rede Eléctrica de Baixa Tensão de Xai-Xai, na província de Gaza, não é excluída nessas situações de perdas. A título de exemplo, no primeiro semestre de 2023, em média, 21% de energia fornecida pela EDM-ASC Xai-Xai, não foi facturada, levando desse modo a prejuízos avultados a empresa e comprometendo naquilo que é a qualidade de energia eléctrica, sendo desse modo, necessário reverter a situação analisado as perdas e propondo soluções viáveis para reduzi-las ao máximo possível. Um dos maiores desafios do sector eléctrico é a demanda por investimentos para realização de investigações de modo a minimizar as perdas de energia, visando uma maior eficiência e eficácia do sistema.

A pesquisa buscava abordar duma forma detalhada a análise das perdas de Energia Eléctrica na Rede de Baixa Tensão de Xai-Xai. Neste contexto pretende-se com este trabalho, analisar as causas das perdas técnicas e não técnicas, propor as medidas para a mitigação das mesmas.

### 1.1. Problema

Ao longo das actividades verificou-se a fraca qualidade de energia, paralisando o funcionamento de electrodomésticos ligados na Rede de Baixa Tensão de ASC de Xai Xai. Além disso, apercebeu-se que havia muitas perdas de energia, chegando a gerar prejuízos de 21% de energia fornecida não sendo facturada em 2023.

Desse modo, a pesquisa pretende analisar as perdas de energia eléctrica da EDM- ASC de Xai-Xai. Sendo dessa forma, o objectivo de identificar as principais causas e encontrar estratégias para reduzi-las. A pesquisa pretende responder as seguintes questões: "**Quais são as principais causas das perdas na ASC Xai-XAI, e que medidas emplimentar para reduzi-las?**"

## **1.2. Justificativa**

O desenvolvimento da pesquisa foi necessário, porque nos últimos anos, houve um aumento de perdas de energia no sistema eléctrico de Baixa Tensão de Xai-Xai, o que prejudica em grande medida a questão da qualidade de energia para os seus consumidores.

A motivação da pesquisa consiste em estudar detalhadamente um problema de cunho eléctrico, que gera desperdícios financeiros avultados para empresa EDM, em particular EDM-ASC Xai-Xai, onde o autor da pesquisa trabalha e são sempre assistidos os prejuízos. A partir deste estudo, pode-se encontrar estratégias para diminuição das perdas.

## **1.3. Objectivos**

### **1.3.1. Objectivo Geral**

- ✓ Analisar as perdas de energia eléctrica no Sistema de baixa tensão da EDM- Área de Serviço ao Cliente de Xai-Xai.

### **1.3.2. Objectivos Específicos**

- ✓ Identificar as principais causas das perdas de Energia Eléctrica no Sistema de baixa tensão da EDM- Área a de Serviço ao Cliente de Xai-Xai.
- ✓ Descrever o impacto económico das perdas de energia eléctrica no sistema, considerando os custos directos e indirectos para a EDM, bem como os efeitos nos consumidores e nas tarifas de electricidade.
- ✓ Analisar o carregamento actual da rede de baixa tensão.
- ✓ Analisar o cccrregamento da rede da rede de baixa tensão depois de implentar as medidas de melhorias.
- ✓ Propor estratégias de redução.

## **CAPÍTULO II: METODOLOGIA DE PESQUISA**

A pesquisa busca desenvolver uma metodologia que visa minimizar as perdas de energia. Para tal, adotou-se uma abordagem com os seguintes detalhes:

### **2.1. Tipo de abordagem**

A pesquisa utilizará uma abordagem mista, combinando métodos quantitativos e qualitativos para abordar questões relacionadas a perdas de energia da ASC Xai-Xai, de acordo com Gil (2002), a escolha terá como guia os objetivos, tendo em conta os elementos teóricos e empíricos.

**Abordagem Empírica:** A colecta de dados será realizada por meio de observações e medições nos PT's da ASC Xai-Xai, visando obter informações práticas sobre condições da rede de distribuição de baixa tensão.

**Elementos teóricos:** A pesquisa irá incluir a revisão bibliográfica sobre as cargas, redes eléctricas e perdas de energia eléctrica. Sendo essa essencial para fundamentar conceitos-chave, identificar melhores práticas e situar a pesquisa num contexto mais amplo.

### **2.2. Tipo de pesquisa**

**Abordagem qualitativa:** Envolverá entrevistas não estruturadas com profissionais da EDM e análise de documentos técnicos para compreender as práticas actuais de redução de perdas de energia eléctrica na ASC Xai-Xai.

**Natureza aplicada:** A pesquisa aplicará conhecimentos adquiridos sobre perdas com vista a reduzi-las e melhorar a qualidade de distribuição.

**Caracterização exploratória:** buscará identificar as principais causas que contribuem para as perdas na ASC Xai-Xai.

### **2.3 Técnicas e Instrumentos de colecta de Dados**

**Entrevistas:** Serão conduzidas entrevistas não estruturadas com profissionais da EDM para compreender práticas actuais e desafios na redução de perdas da ASC Xai-Xai.

**Análise de Documentos:** Revisão de documentos da EDM, relatórios e registos relacionados à perdas eléctricas e características da rede electricas da ASC Xai\_Xai.

**Pesquisa Bibliográfica:** Consulta a fontes escritas, como livros e artigos científicos, para fundamentar teoricamente a pesquisa.

#### **2.4. Técnicas e Instrumentos de tratamento e Análise de Dados**

**Análise Estatística:** Aplicação de técnicas estatísticas para quantificar e interpretar dados numéricos relacionados às perdas de energia, carregamento e eficiência de PT's.

**Análise Qualitativa:** Avaliação qualitativa das entrevistas e análise de documentos para identificar padrões, desafios específicos e oportunidades de melhoria.

**Análise de custo benefício:** Avaliação económica das soluções propostas, considerando custos de implementação, economia de recursos a longo prazo e impactos na eficiência peracional.

**Propostas de Melhoria:** Com base nos resultados, serão propostas recomendações para otimizar a rede nos PT's, reduzindo as perdas de energia na ASC Xai-Xai.

## CAPÍTULO III

### 3. REVISÃO DA LITERATURA

#### 3.1. CONCEITOS BÁSICOS

##### 3.1.1. Rede de Distribuição de Baixa Tensão

- ❖ **Definição:** Sistema responsável por distribuir energia elétrica desde os postos de transformação até os consumidores finais, com níveis de tensão de 400/230V.
- ❖ **Componentes:**
  - ✓ **Postos de Transformação (PTs):** Convertem energia de média para baixa tensão.
  - ✓ **Condutores Elétricos:** Conexões aéreas ou subterrâneas usadas na distribuição.
  - ✓ **Apoios e Caixas de Distribuição:** Suportes e pontos de interseção para a rede elétrica.
  - ✓ **Ligações à Terra:** Garantem segurança e eficiência no sistema.

##### 3.1.2. Perdas de Energia Elétrica

- ❖ **Tipos de Perdas:**
  - ✓ **Perdas Técnicas:** Ocasionadas por fenômenos naturais como efeito Joule e perdas em transformadores.
  - ✓ **Perdas Não Técnicas:** Resultam de ações humanas como erros de medição, furtos e fraudes.
- ❖ **Impactos:**
  - ✓ Redução da eficiência energética.
  - ✓ Aumento de custos para operadoras e consumidores.
  - ✓ Necessidade de intervenções para mitigar os efeitos.

##### 3.1.3. Mitigação das Perdas

- ❖ **Compensação Local:** Uso de baterias de condensadores para reduzir energia reativa.
- ❖ **Melhoria da Infraestrutura:** Substituição de componentes obsoletos e otimização da rede.
- ❖ **Ações de Controle:** Inspeções, fiscalização e tecnologia para detectar fraudes.

#### 3.2. REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO

As redes de distribuição são um sistema complexo, que efetuam a distribuição de energia elétrica aos centros de carga. Estas podem ser de diferentes níveis de tensão: alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT). Os níveis de tensão são: maior ou igual à 66 kV em AT; 33 kV, 22 kV e 11 kV 6,6 kV em MT e 400/230 V em BT, sendo a última tensão composta e simples, respetivamente, (Henrique,2006).

A rede elétrica de distribuição conta, ainda, com uma vasta rede de postos de transformação (PT) de forma a servir todas as cargas do sistema elétrico. Assim, é possível decompor a energia elétrica até ao nível mais baixo da tensão elétrica entregue na rede (400/230V) para o consumidor final,( Fonte: comum.rcaap.pt).

Neste item, será feita uma abordagem à rede elétrica de distribuição em baixa tensão, bem como aos seus componentes, estruturação e tipologia.

### 3.2.1. Abordagem ao sistema elétrico nacional

Actualmente, o Sistema Elétrico Nacional (SEN) tem por base diferentes tipos de energia primária. Este tem vindo a crescer tendo em conta a liberalização da produção de energia, sendo caracterizado como vasto e complexo. O sistema elétrico é dividido em três setores: Produção, Transporte e Distribuição, figura 1, (GOLDENERGY.PT/,2006).

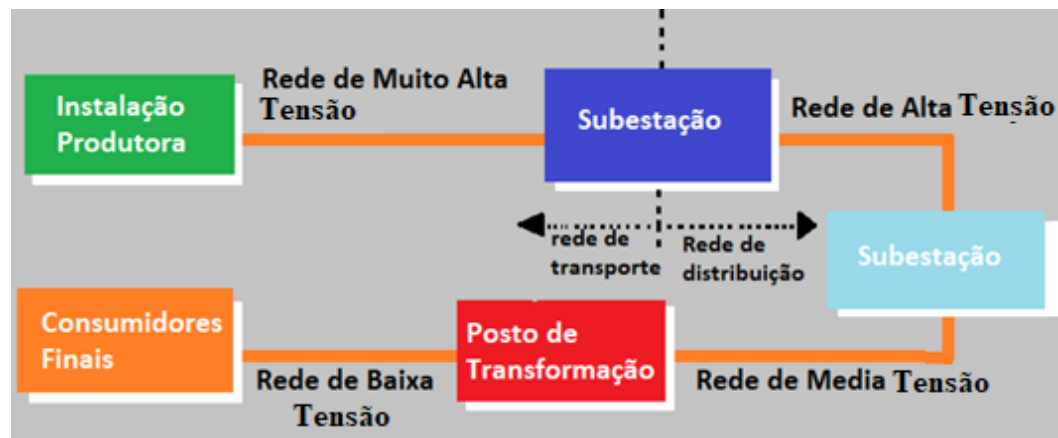


Figura 1. Fluxo energético desde a produção até ao consumidor

Fonte: (Autor, 2024)

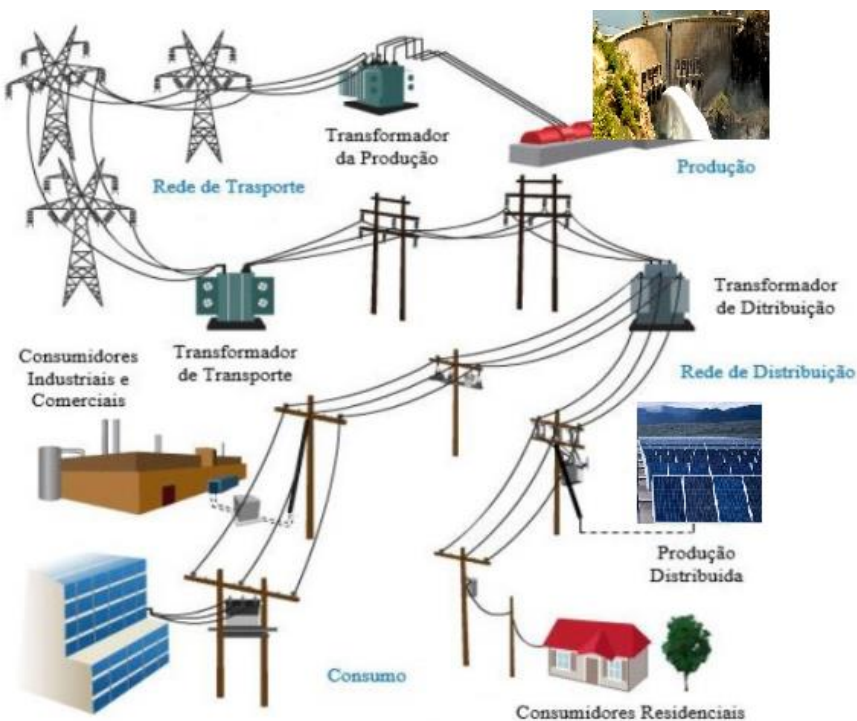
A geração de energia no mercado moçambicano, é predominantemente resultado da utilização das seguintes fontes:

- ✓ Hídrica
- ✓ Térmica;
- ✓ Solar.

As fontes hídricas mantêm o seu estatuto de principal fonte, contribuindo com um peso de 85.9% do total de electricidade produzida e consumida no mercado nacional.

A geração com base em fontes térmicas representa 13,65% da energia produzida e desta, o gás natural domina com cerca de 96%, sendo 4% correspondente a Heavy Fuel Oil (HFO) e as fotovoltaicas, com 0,45%.

Em termos globais de energia produzida no I Semestre de 2024 foi produzido um total de 10.113,786 MWh, dos quais 5.194,684 MWh no II Semestre e 4.919,002 MWh no I Trimestre. Em termos comparativos, houve um crescimento em 6% da energia no II Trimestre. (ARENE, Boletim Estatístico 2024).



**Figura 2. Sistema Elétrico Nacional**

A energia é então transformada num nível de tensão AT ou MT entre 220 kV, 110 kV, 66 kV, 33kV, 22kV, 11kV e 6,6 kV, e segue para a rede de distribuição até aos centros de consumo, como postos de transformação (PT). Estes, encontram-se localizados em zonas estratégicas para servir da melhor forma e com qualidade de energia os clientes finais.

### 3.2.2. Componentes das redes de distribuição

As redes elétricas de baixa tensão são constituídas por diversos componentes que estão interligados entre si e que permitem a distribuição de energia desde os postos de transformação ao consumidor final.

#### 3.2.2.1. Posto de transformação

Um posto de transformação (PT) é uma instalação elétrica de média tensão (MT) e tem como função a transformação de energia elétrica, sendo o elo de ligação da rede MT à rede BT (figura 3). A energia proveniente da rede de distribuição de média tensão (MT) é transformada, por meio de um transformador de potência, num outro nível de tensão mais baixo, definido na rede de baixa tensão (BT).



Figura 2. Interligação da rede MT com a rede BT

Fonte: (TIAGO, 2018)

Os postos de transformação são de duas categorias: posto de transformação da distribuição (PTD) ou posto de transformação de cliente (PTC), no caso de uma instalação privada. Estes são constituídos por vários equipamentos, como: dispositivos de corte e seccionamento, dispositivos de proteção (como por exemplo os descarregadores de sobretensão), um ou mais transformadores, um quadro geral com os diversos componentes de proteção, equipamentos de contagem, controlo de IP, proteções contra contactos quer directos quer indirectos, entre outros.

Os postos de transformação apresentam vários tipos de construção desde cabine alta ou baixa, subterrâneo, aéreo ou até pré-fabricado. A nível de equipamento de corte MT, podem ser do tipo clássico (isolado a ar), que contém: seccionador, interruptor-seccionador-fusível ou, ainda, isolados a SF6 com celas do tipo modular ou bloco de rede em anel (BRA). São instalados com diversas potências, de forma a servir os vários tipos de cargas. Os postos de transformação

encontram-se distribuídos estrategicamente para servir da melhor forma toda a rede elétrica (Tiago, 2018).

Nos diversos tipos de construção é necessário avaliar o meio em que se enquadra a instalação do posto de transformação. Num meio rural ou suburbano, para novas construções, são utilizadas as construções de PT aéreos com potências até 250 kVA. Contudo, para potências mais altas optam-se por PT de cabine baixa ou pré-fabricados. Os PT aéreos podem ser de diversos tipos: A – Aéreo com ligação direta, sem seccionamento; AS - Aéreo com seccionador, com uma potência máxima até 100 kVA ou AI – Aéreos com seccionadorinterruptor, com uma potência máxima de 250 kVA. Estes tipos de postos de transformação possuem um transformador com a potência adequada à carga, um quadro geral com vários circuitos, para a rede de baixa tensão, protegidos por fusíveis. É importante referir que a instalação elétrica do PT deve possuir um sistema de proteção das instalações com recurso a esquemas de ligação à terra. Para além disso, cada transformador tem um comutador de tomadas, que pode possuir três a cinco posições. Este permite alterar a razão de transformação, mudando a tensão no secundário. A sua manobra tem de ser efetuada em vazio (MEIRELES, 2012).

Num meio urbano são utilizados postos de transformação de cabine baixa, subterrâneos ou pré-fabricados. Estes podem ser alimentados por rede aérea ou por rede subterrânea, sendo a sua constituição semelhante aos postos de transformação aéreos. Quanto à potência instalada, esta apresenta vários níveis que podem ter mais do que um transformador instalado ou quadro elétrico. Este tipo de posto de transformação pode, ainda, possuir um BRA (compacto) ou células modulares (configuradas conforme os requisitos da rede), sendo equipados com fusíveis que permitem a proteção do transformador. É assim, possível o seccionamento/interrupção dos troços MT. Os órgãos de corte podem ser telecomandados, do tipo clássico (isolados ao ar) ou SF6, ou manobrados localmente. Estes dispositivos estão protegidos por fusíveis.

A evolução constante da rede elétrica implica a satisfação de novas necessidades. Por isso, procede-se à construção de postos de transformação que exigem um estudo profundo da rede elétrica da área em questão, tanto da rede elétrica de baixa tensão (BT), como da rede elétrica de média tensão (MT). Só assim, é possível assegurar o melhor local para a instalação do PT com o objetivo de melhorar a qualidade de energia (BRÁS, 2011).

### **3.2.2.2 CONDUTORES ELÉTRICOS**

Os condutores elétricos usados nas redes elétricas de baixa tensão (BT) variam no tipo de material condutor utilizado (cobre (Cu) ou alumínio (Al)). Há, no entanto, formas diferentes de os aplicar na rede, quer pelo tipo de instalação, quer pelo propósito escolhido pelo operador de rede.

### 3.2.2.3. CONDUTORES ELÉTRICOS EM REDES AÉREAS

O mais comum em toda a rede de baixa tensão é o condutor torçado LXS (tabela 1), condutor em alumínio, isolado a polietileno reticulado (PEX). Este tipo de condutor tem elevada resistência à degradação imposta pelas condições climáticas. Contudo, em caso de condições extremas, como temporais, o condutor elétrico pode danificar-se e, por isso, causar mais interrupções. Este está, também, sujeito aos raios ultravioletas, que provocam um maior desgaste dos condutores elétricos.

S (mm <sup>2</sup> )	R <sub>20°C</sub> Ω/km	R <sub>50°C</sub> Ω/km	X Ω/km	Z Ω/km	P.L kW.km	I <sub>z</sub> A	I <sub>n</sub> =I <sub>s</sub> A	L máx (m)							
								1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%
LXS 2 x 16 *	1,910	2,150	0,100	2,190	0,242	85	63	17	33	50	67	83	100	117	133
LXS 4 x 16 *	1,910	2,150	0,100	2,190	0,731	75	63	17	34	50	67	84	101	118	134
LXS 4 x 25 *	1,200	1,340	0,100	1,380	1,159	100	80	21	42	63	84	105	126	147	168
LXS 4 x 50 *	0,641	0,716	0,100	0,756	2,116	150	125	25	49	74	98	123	147	172	196
LXS 4 x 70 *	0,443	0,495	0,100	0,535	2,991	190	160	27	54	81	108	135	163	190	217
LXS 4 x 95 *	0,320	0,357	0,100	0,397	4,030	230	200	29	58	88	117	146	175	204	234

- S - Secções e tipo dos condutores normalizados, constantes do Guia Técnico das Redes em condutores de torçada em BT, editado pela DGE e do Quadro 3.13 do RSRDEEBT (\* - secções em uso na EDP Distribuição).
- R<sub>20°C</sub>/R<sub>50°C</sub> - Resistência dos condutores a 20 °C e a 50 °C (50 °C - temperatura máxima da torçada em rede aérea tensa em apoios).
- X - Admitância dos condutores.
- Z - Impedância dos condutores.
- P.L - Momento eléctrico (I<sup>2</sup>/Z).
- I<sub>z</sub> - Corrente máxima admissível nos condutores, nas condições de instalação:
- I<sub>n</sub> - Corrente estipulada do fusível para proteger os condutores contra sobrintensidades (I<sub>n</sub> ≤ 1,45 I<sub>z</sub> e I<sub>n</sub> = 1,6 I<sub>z</sub>), que deverá ser superior ou igual a I<sub>s</sub>.
- I<sub>s</sub> - Corrente de serviço (corrente de funcionamento dos condutores).
- L<sub>max</sub> - Comprimento máximo dos condutores para uma queda de tensão de 1 % a 8% e para uma corrente igual a I<sub>s</sub> (I<sub>n</sub> fus) para o P.L calculado.

**Tabela 1. Secções dos condutores aéreos LXS**

Fonte: (BRÁS, 2011)

Os condutores torçados podem estar em apoio de amarração ou em apoio de suspensão, assumindo diferentes formas de instalar os condutores elétricos consoante a configuração da rede de distribuição de baixa tensão.

Nas ligações dos clientes são utilizados ligadores, resultando em ligações trifásicas ou monofásicas. Todos os condutores elétricos torçados LXS são constituídos por quatro condutores: três condutores que correspondem às várias fases L1, L2 e L3 e um condutor neutro (N). Estes podem ser de diversas secções. Caso a rede elétrica possua iluminação pública (IP), os condutores elétricos torçados LXS são acompanhados, ainda, por um outro condutor, este dedicado à iluminação pública (IP) com uma secção de 16 *mm*<sup>2</sup>.

Para além dos condutores torçados, existem condutores nus, de cobre ou alumínio, compostos por cinco condutores: três deles correspondem às fases L1, L2 e L3, um para a iluminação pública (IP) e um condutor neutro (N). Este tipo de condutores tem desvantagens ao nível do tempo de reparação, quando comparados com os condutores torçados, e são mais suscetíveis a furtos pelo elevado valor do cobre. Assim, este tipo de condutores já não são utilizados pelo operador de rede e têm sido substituídos pelos condutores torçados LXS (BRÁS, 2011).

#### **3.2.2.4. Condutores elétricos em redes subterrâneas**

Os condutores elétricos são também instalados no subsolo, com regras de instalação distintas dos condutores aéreos. São de vários tipos, sendo o mais comum o LSVAV, tabela 2. Estes são normalmente em alumínio, isolados em polietileno reticulado (PEX) ou polietileno de vinilo (PVC). Estes tipos de condutores elétricos, no caso de secções acima de 95 *mm*<sup>2</sup>, são dotados de bainha exterior.

Os condutores elétricos subterrâneos são, em diversas situações, instalados dentro de um tubo eurolec, de cor vermelha para uma fácil localização.

S (mm <sup>2</sup> )	R <sub>20°C</sub>	R <sub>70°C</sub>	X	Z	P.L	I <sub>z</sub>	I <sub>n</sub> =I <sub>s</sub>	L máx (m)							
	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	kW.km	A	A	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%
LSVAV 2 x 16 *	1,910	2,292	0,100	2,332	0,227	71	63	16	31	47	63	78	94	110	125
LSVAV 4 x 16 *	1,910	2,292	0,100	2,332	0,686	68	50	20	40	60	80	99	119	139	159
LSVAV 4 x 25	1,200	1,440	0,100	1,480	1,081	83	63	25	50	75	99	124	149	174	199
LSVAV 4 x 35 *	0,868	1,042	0,100	1,082	1,479	98	80	27	54	80	107	134	161	188	214
LSVAV 4 x 50	0,641	0,769	0,100	0,809	1,977	113	100	29	57	86	115	143	172	201	229
LSVAV 4 x 70	0,443	0,532	0,100	0,572	2,799	146	125	32	65	97	130	162	195	227	260
LSVAV 4 x 95 *	0,320	0,384	0,100	0,424	3,774	176	160	34	68	103	137	171	205	239	273
LSVAV 3 x 120 + 70	0,253	0,304	0,100	0,344	4,657	203	160	42	84	127	169	211	253	295	337
LSVAV 3 x 150 + 70	0,206	0,247	0,100	0,287	5,571	233	200	40	81	121	161	202	242	283	323
LSVAV 3 x 185 + 95 *	0,164	0,197	0,100	0,237	6,757	266	250	39	78	118	157	196	235	274	313

- S - Secções e tipo dos cabos normalizados (\* - secções em uso na EDP Distribuição).
- R<sub>20°C</sub>/R<sub>70°C</sub> - Resistência do cabo a 20 °C e a 70 °C (70 °C - temperatura máxima no isolamento - PVC).
- X - Admitância do cabo.
- Z - Impedância do cabo.
- P.L - Momento eléctrico (U<sup>2</sup>/Z).
- I<sub>z</sub> - Corrente máxima admissível no cabo, nas condições de instalação.
- I<sub>n</sub> - Corrente estipulada do fusível para proteger os cabos contra sobrecargas (I ≤ 1,45 I<sub>z</sub> e I = 1,6 I<sub>n</sub>), que deverá ser superior ou igual a I<sub>z</sub>.
- I<sub>s</sub> - Corrente de serviço (corrente de funcionamento do cabo).
- L<sub>máx</sub> - Comprimento máximo do cabo para uma queda de tensão de 1 % a 8 % e para uma corrente igual a I<sub>z</sub> (I fus) para o P.L calculado.

**Tabela 2. Secções condutores subterrâneos LSVAV**

Fonte: (BRÁS, 2011)

A vantagem dos condutores eléctricos subterrâneos, quando comparados com os condutores aéreos, distinguem-se no isolamento e, por isso, contribuem para menos avarias e perturbações na rede eléctrica. Contudo, aquando de um defeito num condutor subterrâneo, é difícil a sua deteção como também é dispendiosa a sua reparação. Neste caso, a reparação é feita através de uma união com uma manga nos condutores eléctricos para um melhor isolamento dos mesmos (MOREIRA, 2011).

### 3.2.2.5. Apoios

Os apoios são o principal elo de ligação das estruturas de suporte dos condutores eléctricos, caixas de distribuição, baixadas, eléctrodos de terra e até o suporte das hastes das armaduras de iluminação pública. No caso das baixadas, estes podem ser suporte para as baixadas quer aéreas, quer subterrâneas.

A sua construção é feita à base de materiais como o betão, a madeira ou aço galvanizado. Estes são escolhidos consoante a sua configuração, a configuração do terreno e os esforços a que estejam sujeitos, desde que estes apoios estejam normalizados pela concessionária (EDA, 2015).

### **3.2.2.6. Caixas/armários de distribuição**

As caixas de distribuição, tal como os armários de distribuição, são pontos na rede elétrica de baixa tensão destinados a mudanças de secção do condutor, tanto na interligação de ramais das redes elétricas, como na protecção e seccionamento da mesma. Estas são compostas por:

- ✓ Uma entrada e várias saídas;
- ✓ barramentos em cobre;
- ✓ um barramento para o neutro ligado à terra;
- ✓ Triblocos seccionáveis, sendo cada tribloco associado a uma saída e é protegido por fusíveis. Estes fusíveis podem ser de vários tamanhos NH00, NH1 ou NH2.

Todas as caixas ou armários devem estar devidamente instalados e marcados para uma boa segurança e percepção de quem os manobra (EDA, 2015).

### **3.2.2.7. Ligações à terra**

Como em todas as instalações elétricas, as ligações à terra devem fazer parte das instalações de redes elétricas de baixa tensão.

Nos postos de transformação devem existir circuitos de ligação à terra: circuito de terra de protecção e circuito de terra de serviço. No caso de PT aéreos do tipo A/AS, este deve, como em todos os PT, possuir uma terra de protecção, onde são ligadas as massas de forma a equipotencializar a instalação elétrica. É importante referir que como neste PT não existe terra de serviço, isto é, como não existe uma ligação entre o eléctrodo de terra e o condutor neutro (N), deve existir uma ligação à terra suplementar (terra de serviço) no primeiro apoio da rede elétrica. Nos restantes postos de transformação a ligação à terra é feita no próprio PT, por intermédio de uma terra de serviço e uma terra de protecção.

As redes elétricas aéreas devem possuir uma ligação à terra (terra de serviço) no fim dos circuitos elétricos e, pelo menos, uma a cada trezentos metros e ainda nas várias ramificações da rede elétrica, feita nos apoios da rede. Para além disso, cada caixa de distribuição deve possuir uma ligação à terra, onde são ligados os neutros e as assas da mesma. Nas redes elétricas

subterrâneas deve existir uma ligação à terra no início da instalação (posto de transformação) e uma terra de serviço em cada armário de distribuição da rede elétrica, onde são ligadas todas as massas e o condutor neutro (Decreto n.º 43/2005 de 29 de Novembro).

Os condutores de ligação aos elétrodos de terra usados nas redes de distribuição de baixa tensão são colocados e fixados nos apoios protegidos por um tubo de PVC por questões de segurança. Os elétrodos de terra são concretizados em chapas de aço galvanizado/cobreado ou com varetas de aço/cobre (EDA, 2015).

#### **3.2.2.8. Ramais**

O ramal é parte integrante da rede elétrica, que pode ter início no quadro geral (QGBT) do posto de transformação, na caixa de distribuição ou na canalização principal e termina na portinhola/quadro de colunas. O ramal é subterrâneo ou aéreo, consoante a rede elétrica em causa (EDA, 2015).

#### **3.2.2.9. Contadores de energia**

Os contadores de energia são parte da instalação elétrica do cliente e devem ser instalados num local de fácil acesso aos operadores de rede. Junto do contador existe a portinhola, que garante a proteção do respetivo ramal contra sobreintensidades e estabelece o ponto de fronteira entre o consumidor e a ligação à rede de distribuição. Esta deve ser de fácil acesso para um controlo por parte do operador de rede. Em ramais monofásicos e trifásicos os sistemas de contagem são diretos e limitados a uma corrente máxima de 60 A e 3 x60 A, respetivamente.

Os contadores têm como função a contagem da eletricidade consumida na instalação. Assim, existem vários tipos de contadores com as mais diversas funções. Estes são aplicados em diferentes tipos de instalações nos vários níveis de tensão, permitindo, assim, contabilizar detalhadamente a energia, mas, também, enviar os dados por telecontagem. Atualmente, existem contadores com as mais diversas funções e tipos de contagens, como a “*Energie Box*” (EB) para clientes BTN. Equipamentos como este permitem uma contagem mais detalhada, com as várias parametrizações possíveis na discriminação das componentes elétricas. Como, por exemplo, a distinção entre a energia activa e reactiva, a distinção entre energia reactiva indutiva e energia reactiva capacitiva, entre outros. Este tipo de contador tem também a função de telecontagem, o que permite o envio de dados via modem GSM (Global System for Mobile Communications) para os operadores de rede (EDA, 2015).



Figura 3. Contador de energia eléctrica para residências

### 3.2.2.10. Ligação do cliente

A rede de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão (BT) fornece energia a dois tipos de consumidores, que se distinguem na potência contratada: consumidores de baixa tensão normal (BTN), limitado a potências de 40 kVA e consumidores baixa tensão especial (BTE), acima de 40 kVA. Os consumidores em baixa tensão especial não têm limite de potência a contratar. No entanto, quando requisitam potências superiores a 200 kVA, o operador de rede aconselha o consumidor a mudar de escalão de tensão para MT, uma vez que poderá ser mais vantajoso para o mesmo. A alimentação BT é feita em dois níveis de tensão nominal: 400V ligação trifásica e 230V ligação monofásica (ARENE decreto nº 48/2007 de 22 de Outubro).

Aquando do pedido de novos clientes surge a necessidade de ligar os mesmos à rede eléctrica. Esta é feita através de ligadores nos condutores eléctricos, ou através de uma ligação ao armário/caixa de distribuição, consoante o nível de tensão nominal que irá alimentar o consumidor. Se o nível de tensão nominal for de 230V esta é uma ligação monofásica, necessitando para a sua ligação de um condutor de fase e do condutor neutro. Se o nível de tensão nominal for de 400V, ligação trifásica, este necessita de ligar três condutores de fase e o condutor neutro (EDA, 2015).

### **3.2.2.11. Iluminação pública**

A iluminação pública (IP) está presente em grande parte da rede de distribuição de baixa tensão e é destinada à iluminação da via pública, jardins públicos e outros espaços públicos. A rede de iluminação pública é independente da restante rede elétrica e é alimentado por um condutor próprio, o condutor de IP, que se encontra à saída do quadro geral do posto de transformação. O circuito de IP é protegido por fusíveis e conta também com relógios, mecânicos ou astronómicos, com o objetivo de determinar as horas de funcionamento.

A iluminação pública da rede elétrica aérea usa um condutor de 16  $mm^2$  e pode ser acompanhado por 1 ou 2 condutores de IP, IP1 ou IP2, estando instalados nos apoios acompanhados de um braço metálico e da respetiva luminária.

Na rede elétrica subterrânea, a iluminação pública (IP) é feita através de um condutor elétrico de 16  $mm^2$  ou superior. As luminárias estão apoiadas ou embutidas nas colunas metálicas, constituídas por um cofre (Quadro de comando ou Caixa de control), que permite a ligação dos condutores subterrâneos aos condutores da coluna de IP. Estas possuem fusíveis dimensionados para a protecção do circuito elétrico. As colunas metálicas são dotadas de uma terra de protecção, onde é ligado o neutro e todas as massas da coluna metálica para protecção das pessoas. A iluminação pública usa maioritariamente armaduras tradicionais, equipadas com lâmpadas de vapor de sódio de alta pressão com diferentes potências. No entanto, as armaduras tradicionais têm sido progressivamente substituídas por armaduras LED, sendo esta tecnologia mais eficiente (EDA, 2015).

## **3.3. PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Nos diversos processos do sistema elétrico, produção, transporte e distribuição, há perdas de energia elétrica. Contudo, essas perdas são diferentes de processo para processo. Estas ocorrem quer por fenómenos característicos da rede, quer por fenómenos externos à mesma.

Um operador de rede pretende sempre um rendimento máximo da sua rede elétrica. Assim, de forma a rentabilizar a rede, o operador deve realizar um estudo exaustivo para obter um conhecimento profundo dos fenómenos que nela ocorrem, bem como os esforços a que está sujeita.

As perdas de energia elétrica representam uma grande parcela de energia desperdiçada que não é fornecida acarretando, por isso, prejuízo para o operador de rede. Este é o motivo pelo qual é importante o estudo das perdas de energia elétrica, como também, a sua mitigação.

Por este motivo, as perdas de energia na rede elétrica serão o principal foco deste capítulo.

### **3.3.1. Perdas técnicas**

As perdas técnicas são perdas que ocorrem por fenômenos naturais na rede elétrica como: o efeito de Joule ou fenômenos eletromagnéticos. Apesar das perdas técnicas não poderem ser eliminadas, com um bom dimensionamento dos condutores, com a escolha certa do transformador e com o estudo da rede elétrica, é possível a sua redução (Gurpreet, 2013).

#### **3.3.1.1. Perdas por efeito de joule**

O efeito de Joule é um fenômeno que ocorre nos componentes elétricos e que tem um grande relevo para a rede. Este fenômeno traduz-se na potência dissipada e é dado pela lei de Joule nos condutores, expressão (1.):

$$P = R \times I^2 \quad (1.)$$

$P$  –Potência dissipada (W)

$R$  –Resistência Elétrica ( $\Omega$ )

$I$  –Corrente Elétrica (A)

Assim, quanto maior a corrente nos condutores elétricos maior será a potência dissipada e, conseqüentemente, maior a energia libertada sob a forma de calor. Isto gera maiores perdas de energia elétrica no sistema. Um outro exemplo de perdas por efeito de Joule ocorre quando um componente elétrico da rede, como um transformador, é sujeito a elevadas correntes elétricas, o que origina uma sobrecarga. Esta causa um aumento da potência dissipada, logo maior calor libertado no posto de transformação (PT) e, conseqüentemente, maiores perdas por efeito de Joule. Para colmatar esta situação, os transformadores estão, atualmente, equipados com sistemas de refrigeração forçada. Nestes transformadores, a placa de identificação tem duas potências, uma para a ventilação normal e outra para a ventilação forçada. Esta ventilação forçada tem o propósito de melhorar o desempenho do transformador aumentando a capacidade de fornecimento de potência do mesmo (BERNARDES, 2011).

### **3.3.1.2. Perdas no transformador**

Os transformadores são o elo de ligação entre as linhas de transmissão e distribuição de energia com os centros de produção e os locais de consumo. Neste processo são usados transformadores de energia, quer na produção, com a elevação de energia para níveis de muita alta tensão (MAT), quer na distribuição para consumidores em alta tensão (AT), media tensão (MT) e em baixa tensão (BT). É ao nível da transformação de energia nas subestações, nomeadamente nos transformadores, que há as maiores perdas de energia eléctrica no sistema. As principais perdas a ter em conta são as perdas no ferro e as perdas no cobre (FREITAS, 2012).

As perdas no ferro ou perdas em vazio são constantes, não se alteram com a variação da carga do transformador, apenas se alteram consoante o transformador utilizado e ocorrem devido à histerese magnética e correntes parasitas. As perdas no ferro são inevitáveis, mas a evolução dos transformadores permitiu melhorar as suas características e, conseqüentemente, diminuir a histerese magnética. O facto de os núcleos dos transformadores serem formados por lâminas de ferro isoladas entre si reduziu, também, as correntes parasitas no ferro (GHEORGHE, 2016).

As perdas no cobre dependem do factor de carga. Assim, quanto maior a carga no transformador, maiores serão as perdas por efeito de Joule, que resulta em perdas na rede eléctrica.

**Tabela 3. Perdas (%) em função do factor de carga (Pcu)**

Nível Tensão	Pot.(kVA)	Perdas (%) em função do factor de carga (Pcu)			
		<25%	≥25% ; <50%	≥50% ; <75%	≥75%
10 e 15 kV *	50	0,18	0,70	1,58	2,81
	100	0,12	0,47	1,06	1,89
	160	0,10	0,40	0,89	1,58
	250	0,09	0,35	0,79	1,40
	400	0,08	0,31	0,70	1,24
	500	0,08	0,30	0,68	1,20
	630	0,07	0,28	0,63	1,11
30 kV	50	0,23	0,91	2,04	3,62
	100	0,13	0,54	1,21	2,16
	160	0,11	0,43	0,97	1,72
	250	0,10	0,39	0,87	1,55
	400	0,09	0,34	0,77	1,36
	500	0,08	0,31	0,70	1,24
	630	0,07	0,28	0,64	1,14

Fonte: (FREITAS, 2012)

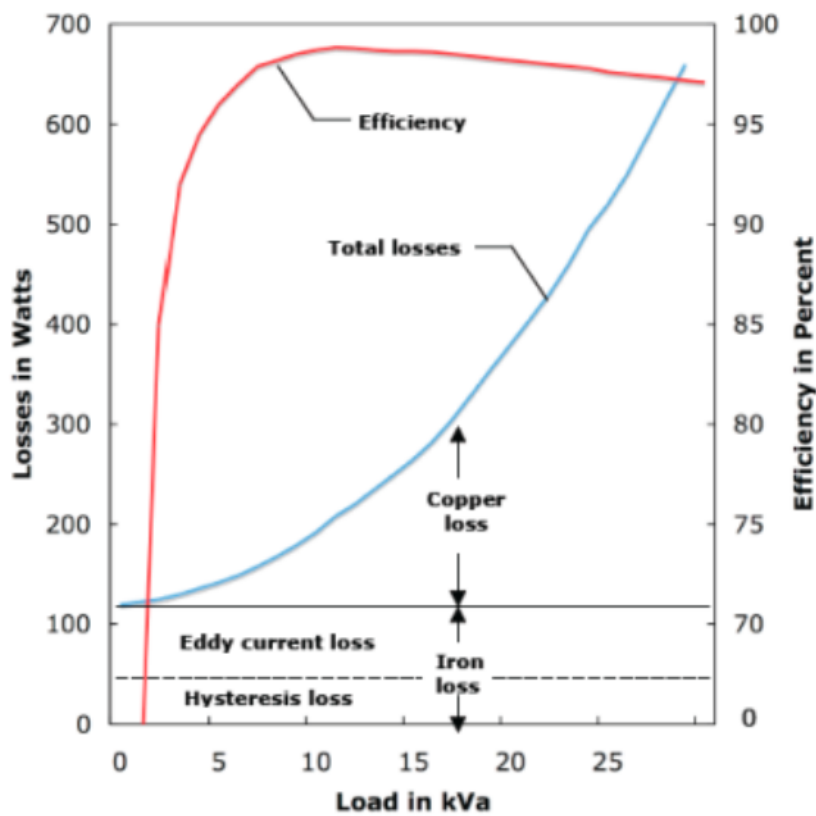
Na tabela acima é possível constatar que as perdas no cobre variam consoante as potências dos transformadores para um determinado intervalo de carga. Pode-se verificar, ainda, que com o aumento da carga aumentam as perdas no transformador (FREITAS, 2012).

### 3.3.1.3. Impacto da Carga do Transformador na Eficiência

As perdas em vazio do transformador não dependem do tamanho da carga conectada e, portanto, estão sempre presentes. As perdas com carga, por outro lado, dependem quase inteiramente da quantidade de corrente sendo retirada e têm uma relação directa com a quantidade de carga no transformador. À medida que a carga aumenta, as perdas com carga também aumentam devido ao aumento do fluxo de corrente e do aumento da temperatura. O aumento é parabólico, uma vez que as perdas são uma função do quadrado da corrente. No entanto, isso não significa necessariamente que o ponto de operação mais eficiente está no extremo inferior do espectro de carga. Uma regra geral é que o ponto de eficiência máxima para um transformador ocorre quando as perdas sem carga são iguais às perdas carregadas e as perdas de carga primárias são iguais às perdas de carga secundárias. O cálculo para a carga no transformador (em kVA ou amperes) que corresponde ao ponto de eficiência máxima para um transformador com elevação padrão de temperatura é:

$$\text{Carregamento (\%)} = \sqrt{\frac{\text{Perdas sem carga}}{\text{perda Total plena carga}}} \times \text{Carga máxima} \quad (2.)$$

Dessa forma, pode-se inferir que operar um transformador abaixo ou acima do ponto de eficiência máxima resultará em operação menos eficiente. Uma visão geral da eficiência do transformador, bem como os vários tipos de perdas do transformador em relação à carga do transformador, pode ser vista na Figura 2.7. Com base nos valores da figura e usando a equação acima, pode-se calcular que o ponto de eficiência máxima ocorreria em uma carga de aproximadamente 11 kVA, ou cerca de 44,7% da classificação de carga total, o que corresponde ao ponto mais alto na curva de eficiência.



**Figura 4** Perda vs Carregamento

Fonte: (Kennedy, 1998)

É importante destacar que, por volta de 3 kVA ou 12% de carga, a eficiência do transformador em relação ao ponto de eficiência máxima diminui aproximadamente 5%, enquanto em cerca de 19 kVA ou 77% de carga, ela diminui apenas cerca de 1%. Isso ilustra a preocupação com a

subcarga em relação ao consumo desnecessário de energia. A figura 2.7 é um exemplo de dados de perda e eficiência, mas transformadores individuais têm valores que variam. Por exemplo, um modelo de baixo aumento de temperatura teria características de perda diferentes de uma unidade padrão de aumento de temperatura, com um pico de eficiência ocorrendo em um nível de carga mais alto.

Mais de vinte fabricantes de transformadores, incluindo muitas empresas bem estabelecidas como General Electric, Siemens e Square D chegaram a um consenso e desenvolveram a publicação (Kennedy, 1998). Embora opcionalmente obrigatório, o NEMA TP-1-2002 seria posteriormente o catalisador para grandes mudanças na legislação federal. Naquela época, a norma buscava incentivar o desenvolvimento de unidades mais eficientes com fabricação e vendas viáveis custos, cobrindo todos os sistemas monofásicos e trifásicos, do tipo líquido e seco, médios (34,5 kV e abaixo) e transformadores de baixa tensão (600 volts e abaixo). Algumas exceções foram inclusas para pequenos transformadores, autotransformadores, transformadores para aplicações especiais, etc.

Todos os American National Standards Institute, Inc (ANSI) e NEMA (National Electrical Manufacturers Association) aplicáveis existentes os padrões ainda precisavam ser cumpridos. NEMA TP-1-2002 definiu a mais alta eficiência posição de referência a 0,35 por unidade de carga para transformadores de baixa tensão do tipo seco com cargas lineares e delineou essas eficiências mínimas conforme estabelecido na Tabela abaixo.

A Eficiência é definida como:

$$\%E = \frac{100 \times (P \times \text{kVA} \times 1.000)}{P \times \text{kVA} \times 1.000 + \text{NL} + \text{LL} + P^2 \times T} \quad (3.)$$

Onde:

P = Por unidade de carga, 0,35 (ou 0,50 para média tensão);

kVA –Potência Aparente nominal constante na chapa de características em kVA;

NL –Perda em vazio carga (núcleo) a 20oC;

LL –Perda de carga na temperatura de referência de plena carga consistente com ANSI C57.12.01 em Watts;

T –Factor de correcção de temperatura de perda de carga para corrigir temperatura especificada de 75oC.

**Tabela 4. Classe de níveis Eficiência para transformadores de distribuição à secos**

NEMA CLASS I EFFICIENCY LEVELS FOR DRY-TYPE DISTRIBUTION TRANSFORMERS							
Reference Condition		Temperature		% of Nameplate Load			
Low Voltage		75°C		35%			
Medium Voltage		75°C		50%			
Single Phase Efficiency				Three Phase Efficiency			
kVA	Low Voltage	Medium Voltage		kVA	Low Voltage	Medium Voltage	
		≤60 kV BIL	>60 kV BIL			≤60 kV BIL	>60 kV BIL
15	97.7	97.6	97.6	15	97.0	96.8	96.8
25	98.0	97.9	97.9	30	97.5	97.3	97.3
37.5	98.2	98.1	98.1	45	97.7	97.6	97.6
50	98.3	98.2	98.2	75	98.0	97.9	97.9
75	98.5	98.4	98.4	112.5	98.2	98.1	98.1
100	98.6	98.5	98.5	150	98.3	98.2	98.2
167	98.7	98.8	98.7	225	98.5	98.4	98.4
250	98.8	98.9	98.8	300	98.6	98.6	98.5
333	98.9	99.0	98.9	500	98.7	98.8	98.7
500	—	99.1	99.0	750	98.8	98.9	98.8
667	—	99.2	99.0	1000	98.9	99.0	98.9
833	—	99.2	99.1	1500	—	99.1	99.0
				2000	—	99.2	99.0
				2500	—	99.2	99.1

Fonte: (Kennedy, 1998)

### 3.3.1.4. Factor de potência

O factor de potência é um indicador do grau de eficiência energética do sistema elétrico e obtém-se pela razão entre a potência activa (P) e a potência aparente (S), expressão (4.). Ora, quanto maior o factor de potência, mais eficiente é a instalação elétrica, pois requer menos potência reactiva.

$$FP = \frac{P}{S} \cos \varphi \quad (4.)$$

*FP* –Factor de potência

*P* –Potência activa (kW)

*S* –Potência aparente (kVA)

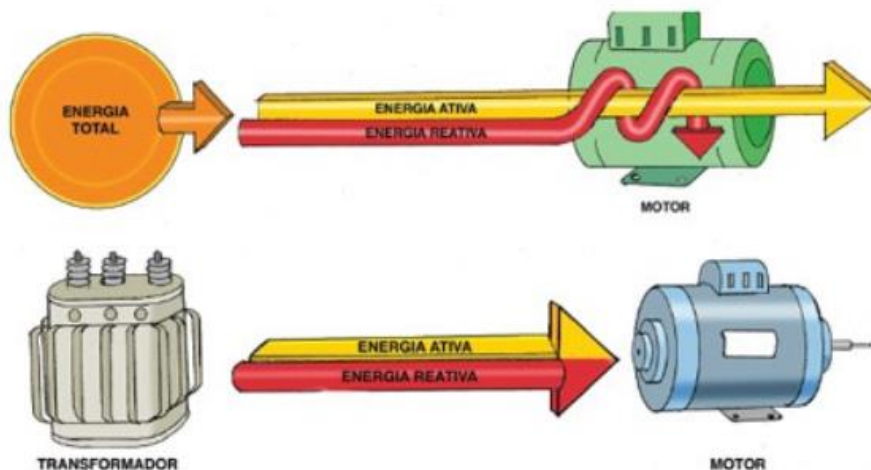
$\varphi$  –Ângulo de fase de carga

Numa instalação e rede elétrica o objetivo é ter o melhor factor de potência possível, para que as perdas sejam diminutas. Um factor de potência baixo pode ter como causa a solicitação de energia reactiva à rede, por parte de algumas cargas, como máquinas de solda, motores superdimensionados, entre outros (WEG, Acesso em Novembro de 2024).

### 3.3.1.5. Energia reactiva

A energia eléctrica é composta por duas componentes: a energia activa e a energia reactiva. A activa é a energia consumida na execução do trabalho por parte das cargas, essencial ao seu funcionamento e é medida em kWh. Já a energia reactiva resulta de comportamentos eléctricos que ocorrem nos equipamentos e é medida em kVar. Esta divide-se em energia reactiva indutiva e energia reactiva capacitiva.

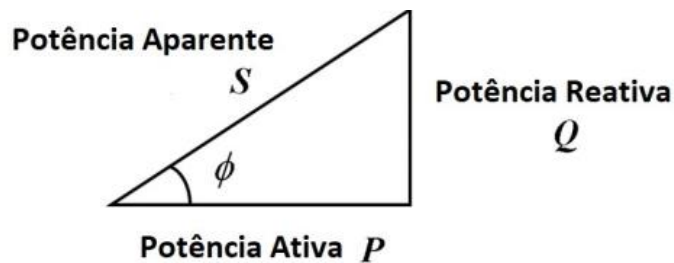
Como a maior parte das cargas são indutivas, como, por exemplo, os motores eléctricos, transformadores, fornos indutivos, lâmpadas de descarga, estas irão solicitar à rede eléctrica energia reactiva indutiva. Observe-se o seguinte exemplo, um motor com carga indutiva necessita de criar um campo magnético, fundamental ao seu funcionamento, solicitando à rede eléctrica energia reactiva. Com esta solicitação de energia reactiva, esta ocupa parte dos condutores da rede eléctrica, causando uma sobreutilização da mesma, figura 8.



**Figura 5 Energia necessária ao funcionamento de um motor**

Fonte: (J.NEVES, 2006)

A energia activa e reactiva são o produto da respetiva potência pelo tempo (t). A potência eléctrica é composta por duas componentes: a potência activa (P) e a potência reactiva (Q), resultando da sua soma cartesiana a potência aparente (S). O triângulo de potências explica a relação entre estas, figura 2.9 (J.NEVES. 2006).



**Figura 6. Triângulo de potência**

A potência aparente complexa ( $S$ ) é dada pela expressão (2.5):

$$S = U \times I \quad (5)$$

$S$  –Potência aparente (kVA)

$U$  –Tensão elétrica (V)

$I$  –Corrente (A)

As fórmulas da potência activa ( $P$ ) e da potência reactiva ( $Q$ ) são dadas pelas expressões (2.6) e (2.7), respetivamente:

$$P = U \times I \times \cos \varphi \quad (6)$$

$$Q = U \times I \times \sin \varphi \quad (7)$$

$P$  –Potência activa (kW)

$Q$  –Potência reactiva (kVAR)

$U$  –Tensão elétrica (V)

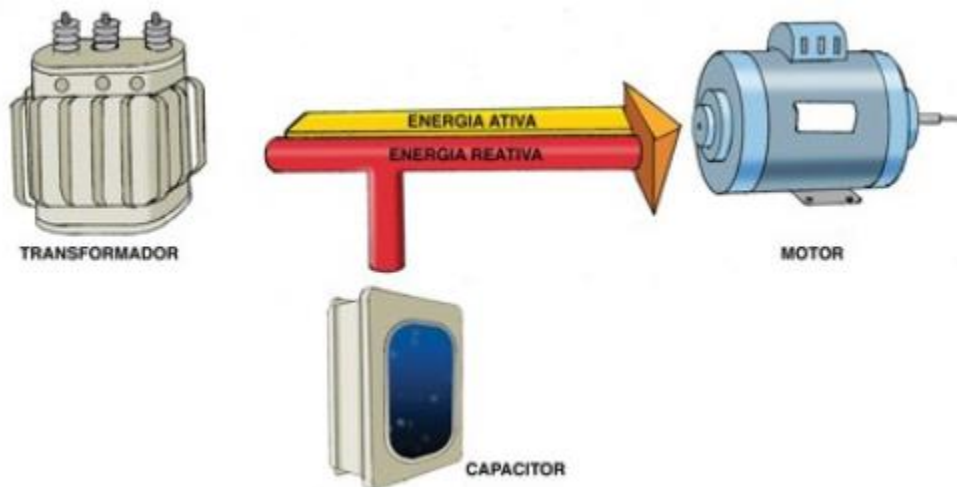
$I$  –Corrente (A)

$\varphi$  – Desfasamento entre a componente  $U$  e  $I$ , ou seja, o ângulo de fase de carga.

Sendo a circulação de energia reactiva a causa de perdas elétricas suplementares, há uma constante preocupação por parte dos operadores de rede com a mesma. Quando presente em grande escala no sistema eléctrico, a energia reactiva pode causar uma sobrecarga de corrente, com conseqüente sobreaquecimento dos condutores eléctricos que geram perdas por efeito de Joule. Estes condutores têm, assim, de comportar o aumento da energia activa e reactiva, o que causa a diminuição do factor de potência na rede eléctrica.

Os consumidores que requisitam energia reactiva à rede eléctrica num valor superior ao regulado, estão por isso, sujeitos a uma penalização por parte dos operadores de rede. Assim, a medição de energia reactiva indutiva e capacitiva, que circula nos condutores eléctricos, é importante, pois, se por um lado o consumidor não quer ser penalizado pela requisição desta energia, por outro o

operador de rede de distribuição quer evitar a circulação de energia reactiva na sua rede. Há, por isso, uma abordagem por parte do operador de rede de forma a compensar essa energia. Deste modo, aconselha-se a utilização de dispositivos como baterias de condensadores ou outros dispositivos, baseados em electrónica de potência, que produzem energia reactiva capacitiva, na tentativa de anular a energia reactiva indutiva requisitada à rede, sendo a sua compensação feita no local. Com a aplicação destes dispositivos o cliente vê as suas penalizações diminuir, uma vez que já não requisita tanta energia eléctrica reactiva à rede, figura 10 (BERNARDES, 2011)



**Figura 7 Compensação de energia reactiva com recurso a bateria de condensadores**

Fonte: (QEnergia, 2011)

O valor limite máximo de requisição de energia reactiva está fixado e regulado, pela ARENE, em 30% da energia activa consumida. Sempre que o consumidor ultrapasse o valor limite de requisição de energia reactiva, será penalizado pelo operador de rede. Penalização essa feita em 3 escalões, em função da  $\tan \phi$  (0,3; 0,4; 0,5) (QEnergia, 2011).

### 3.3.1.6. Principais causas de perdas técnicas

As perdas técnicas, que ocorrem em todos os processos do SEE, podem ser causadas por fenómenos físicos, eletromagnéticos, naturais, cargas defeituosas, entre outros.

### 3.3.1.7. Resistividade e Resistência eléctrica

- Resistividade eléctrica

Metais apresentam maior resistividade quando a temperatura aumenta porque os átomos do material vibram mais, dificultando o movimento livre dos elétrons (responsáveis pela condução elétrica).

A resistividade varia de material, e existe valores padronizados e como a resistividade varia com a temperatura, existem tabelas padronizadas para a temperatura de 20°C.

Em caso de temperaturas diferentes de 20°C, é necessário que se faça uma correção para que se adeque a temperatura ambiente do local de estudo, essa correção é feita através da seguinte expressão.

$$\rho_{\theta} = \rho[1 + \beta(\theta - 20)] \quad (8)$$

$\rho_{\theta}$  – Resistividade corrigida na temperatura  $\theta$  ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ).

$\rho$  – Resistividade do material à temperatura de referência, normalmente 20°C.

$\beta$  – Coeficiente de temperatura do material ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ), específico para cada condutor.

✓ Para o alumínio:  $\beta \approx 3,8 \times 10^{-3}$ .

✓ Para o cobre:  $\beta \approx 3,9 \times 10^{-3}$ .

$\theta$  – Temperatura ambiente onde o condutor opera ( $^{\circ}\text{C}$ ).

**20:** Temperatura de referência ( $^{\circ}\text{C}$ ).

A fórmula ajusta a resistividade do condutor para refletir mudança da temperatura, ela é usada em sistemas de distribuição de energia elétrica e em instalações elétricas, especialmente quando:

- ✓ **A temperatura ambiente não é 20°C** (a temperatura padrão usada para tabelas de resistividade).
- ✓ **É necessário calcular a resistência elétrica** dos condutores, que depende diretamente da resistividade.

Esta nova resistividade corrigida é usada para calcular a resistência real do condutor e, conseqüentemente, as perdas por efeito Joule no sistema.

### 3.3.1.8. Resistência elétrica

A resistência elétrica é um dos factores que contribui para o aumento das perdas nos sistemas elétricos. Na expressão (1), da potência dissipada, há uma relação entre a resistência elétrica (R) e o quadrado da corrente (I) que circula nos condutores.

Por isso, quanto maior for a corrente (I) nos condutores elétricos, para uma determinada resistência elétrica (R) no condutor, maior será a potência dissipada, o que representa maiores perdas nos sistemas elétricos de energia (SEE), denominadas perdas por efeito de *Joule* (SILVA, 2011).

A resistência elétrica (R) está, também, relacionada com a resistividade ( $\rho$ ), o comprimento (L) e a secção do condutor elétrico, pela expressão (9):

$$R = \rho \times \frac{L}{S} \quad (9)$$

R – Resistência elétrica ( $\Omega$ )

$\rho$  – Resistividade ( $\Omega/m$ )

L – Comprimento (m)

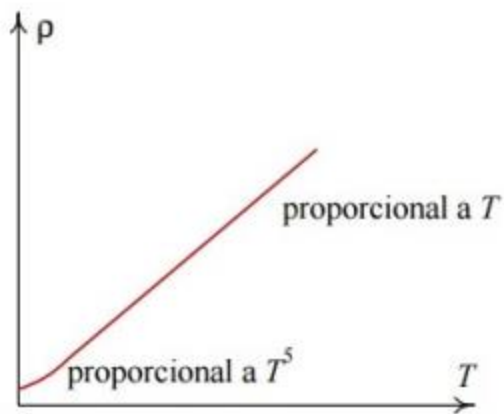
S – Área da secção transversal ( $m^2$ )

Sendo assim, a resistência (R) varia diretamente com a resistividade ( $\rho$ ) do material (cobre ou alumínio) que compõe o condutor e varia inversamente com a secção do condutor elétrico, isto é, com o aumento da secção, a resistência elétrica diminui, (figuras 2.11) (<https://def.fe.up.pt/eletricidade/resistencia.html>).

Assim, quanto mais baixa for a resistividade de um condutor elétrico melhor será a condução. Desta forma, quando sujeito a grandes correntes, o condutor elétrico apresenta uma potência dissipada baixa e, por isso, menos perdas por efeito *Joule*. Por outro lado, se a resistividade do condutor elétrico for elevada, quando sujeito a grandes correntes, aumenta a potência dissipada, logo significa mais perdas por efeito *Joule* (expressão (1)) (FIGUEIREDO, 2012).

No que diz respeito ao material usado nos condutores elétricos, o cobre é o que apresenta melhores características como condutor elétrico ( $\rho = 17,241 \Omega \text{ mm}^2/\text{km}$ ). Contudo, este não é o mais viável devido ao seu elevado valor comercial. Além do mais, suscita interesse a terceiros, sendo alvo de furtos. De forma a evitar estas consequências, têm sido utilizados pelos operadores de rede condutores elétricos de alumínio ( $\rho = 28,264 \Omega \text{ mm}^2/\text{km}$ ). O alumínio caracteriza-se por

ser um material leve, o que permite uma boa construção da rede elétrica aérea não causando muito esforço aos apoios. Outro dos factores que está directamente relacionado com a resistividade ( $\rho$ ) é a temperatura, figura 11. Quanto maior a temperatura, maior a resistência ( $R$ ) e, por isso, maior a dissipação de calor pelos condutores elétricos, o que gera maiores perdas de energia elétrica (J.NEVES, 2006).



**Figura 8. Variação da resistência de um conductor em função da temperature absoluta**

Fonte: (J.NEVES, 2006)

A resistência elétrica ( $R$ ) depende, também, da distância ( $L$ ), expressão (9), visto que quanto maior for o percurso da linha ou da rede, maior resistência que este oferece à passagem da corrente e, conseqüentemente, maiores perdas de energia elétrica (J.NEVES, 2006).

### 3.3.1.9. Carga elétrica

As cargas elétricas, como consumidoras de energia elétrica, são maioritariamente indutivas, mas, também, podem ser capacitivas. As cargas elétricas são de diferentes tipos, como por exemplo: motores elétricos, iluminação, ar condicionado ou uma vasta combinação de aparelhos elétricos, que juntos formam uma carga elétrica. Estas apresentam padrões de consumo tipicamente residencial (monofásica e trifásica), industrial (maioritariamente trifásicas), comercial e serviços (monofásicas e trifásicas). Portanto, as cargas elétricas representam uma potência requerida à rede elétrica que deve ser retribuída pela mesma. Caso a potência requerida pelo consumidor exceda os limites técnicos dos condutores, estes entram em sobrecarga elétrica. Apesar de os condutores suportarem essa carga, há um aumento da corrente que nele circula, o que contribui para perdas por efeito de Joule na rede.

Assim, os condutores elétricos estão dimensionados para uma carga elétrica esperada para um determinado número de consumidores, tendo em conta a potência contratada pelos mesmos (FERNANDES, 2010).

### **3.3.1.10. Tensão elétrica**

Em todo o Sistema Elétrico Nacional (SEN) a energia elétrica é transmitida sob a forma de potência, sendo a potência dada pelo produto da tensão elétrica pela corrente elétrica. Como os condutores sujeitos a correntes elétricas maiores propiciam o aumento das perdas por efeito de Joule, para transmitir uma potência ao longo de todo o circuito, a tensão elétrica desempenha um papel importante.

Dada a distância entre os centros de carga e os centros electroprodutores, a forma de reduzir as perdas de energia consiste em ajustes entre a corrente e a tensão elétrica. Deste modo, há nos centros electroprodutores uma elevação da tensão para níveis de muita alta tensão (MAT) e uma conseqüente redução da corrente, como forma de reduzir as perdas por efeito de *Joule*. A seguir ao seu transporte procede-se à distribuição da energia. Esta tem como objetivo a entrega de energia aos centros de carga em níveis de tensão AT e MT. Para tal, as subestações transformam a energia elétrica através de uma redução da tensão e conseqüente aumento da corrente elétrica. Contudo, o aumento da corrente na rede de distribuição proporciona maiores perdas.

O objetivo é alimentar os grandes centros de carga, que estão em maior número e dispersas geograficamente, como clientes residenciais e industriais. Como estes são maioritariamente alimentados em níveis de tensão MT e BT, estão ainda mais sujeitos a perdas de energia elétrica, o que provoca maiores perdas por efeito de *Joule* (BERNARDES, 2011).

## **4. Queda De Tensão**

A queda de tensão absoluta ( $\Delta U$ ) é baseada na **Lei de Ohm**:

$$\Delta U = I \times R \quad (10)$$

Onde:

I – Corrente que flui no condutor (A),

R – Resistência elétrica do condutor ( $\Omega$ ).

Esse fenômeno ocorre porque o transporte de corrente através de um condutor gera uma perda de energia em forma de calor, proporcional à resistência e à corrente.

Em sistemas de distribuição elétrica, a queda de tensão ( $\Delta U$ ) representa a diferença entre a tensão na fonte e a tensão na carga:

$$\Delta U = U_{\text{fonte}} - U_{\text{carga}} \quad (11)$$

O percentual da queda de tensão em relação à tensão nominal ( $U_n$ ) é um indicador de eficiência e conformidade regulatória do sistema.

Normas internacionais, como a **IEC 60364** (Instalações Elétricas de Baixa Tensão), recomendam limites máximos para quedas de tensão em redes de distribuição, normalmente **5%** da tensão nominal. Essa regra visa:

1. Garantir o desempenho eficiente dos equipamentos conectados à rede.
2. Reduzir as perdas energéticas no sistema.

A queda de tensão está diretamente relacionada às perdas de energia por efeito de Joule no condutor, expressão 1.

E essas perdas resultam em energia dissipada, reduzindo a eficiência da distribuição.

A combinação de altas perdas de tensão e potência dissipada gera:

- ✓ Ineficiência energética;
- ✓ Sobrecarga de condutores;
- ✓ Potenciais danos aos equipamentos conectados.

Para a análise de perdas e conformidade com padrões de eficiência é usada a expressão 12.

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U \times 100}{U_n} \quad (12)$$

Amplamente utilizada para calcular a queda de tensão percentual em sistemas de distribuição elétrica, tem fundamentação teórica em diversos aspectos da engenharia elétrica.

### **3.3.2. Perdas não técnicas**

As perdas não técnicas são perdas que ocorrem por fenómenos não naturais na rede elétrica e passam por: erros de medição, erros de ligação e furtos à rede elétrica. Este último causado por desvios ilícitos de energia na rede de distribuição, que acarretam custos aos operadores de rede (FIGUEIREDO, 2012).

#### **3.3.2.1. Erros de medição**

Perdas não técnicas por erros de medição são perdas associadas a erros na leitura de equipamentos elétricos na rede, causadas por equipamentos em defeito ou defeitos no envio de dados. Este tipo de erros de medição ou de comunicação, leva à não contabilização de energia consumida nas instalações e, por isso, prejuízo para o operador de rede.

#### **3.3.2.2. Erros de ligação**

Aquando da instalação de equipamento elétrico podem ocorrer erros de ligação que originam defeitos e perdas de energia elétrica na rede. Estes são suscetíveis de existir em vários componentes da rede elétrica.

### **3.3.3. Furtos**

Os furtos de energia são uma das principais causas de perdas não técnicas que ocorrem na rede elétrica. A energia é furtada na rede de distribuição e não é faturada. Logo, acarreta prejuízo para o operador de rede. Estes são de difícil controlo para o operador, dada a diversidade de clientes e a inacessibilidade de alguns equipamentos.

As principais perdas não técnicas por furto são as ligações clandestinas e fraudes nos equipamentos de contagem. Estas perdas são um dos factores que as empresas de distribuição de energia mais tentam corrigir, tendo inclusive, equipas dedicadas apenas a este tipo de acções.

Como forma de evitar furtos de energia têm sido aplicadas medidas, que passam pela evolução tecnológica dos equipamentos e melhorias na rede elétrica, para um melhor controlo deste tipo de perdas. A aplicação destas medidas observa-se ao nível das redes inteligentes, que permitem a contabilização de energia distribuída de forma mais correta.

### **3.3.3. Mitigação das perdas elétricas**

A redução das perdas técnicas de energia elétrica é vantajosa, dado que garante melhores condições de operação na rede elétrica, contribuindo para um melhor rendimento e eficácia da rede, bem como melhor qualidade da energia elétrica. A mitigação das perdas não técnicas tem evoluído, sendo que há cada vez mais meios para detecção de perdas não técnicas.

#### **3.3.3.1. Compensação local com o uso de baterias de condensadores**

Para reduzir o fluxo de energia reactiva indutiva na rede elétrica são instaladas baterias de condensadores nas instalações dos consumidores. Assim, consegue-se uma melhor exploração da rede elétrica e conseqüente redução das perdas de energia (L.RAMESH., 2009).

As baterias de condensadores têm como objetivo a produção de energia reactiva. Com esta compensação local de energia reactiva, a carga responsável pelo seu consumo deixa de solicitar esta energia à rede elétrica e, assim, reduzir a energia reactiva nos condutores.

Os consumidores com mais potencial para a requisição de energia reactiva à rede BT são os consumidores alimentados em baixa tensão especial (BTE), com potências contratadas acima dos 40 kVA. Estes são os consumidores com pequenas indústrias e com cargas mais indutivas, pelo que tem maior propensão a requerer energia reactiva à rede para satisfação das suas cargas elétricas. Este tipo de clientes é penalizado na fatura elétrica pela solicitação de energia reactiva indutiva à rede elétrica. Com a aplicação desta tecnologia, os consumidores BTE reduzem a requisição da energia reativa à rede, com conseqüente eliminação/redução da penalização. Assim, o investimento nas baterias de condensadores, feito pelo próprio, é rapidamente compensado (ARENE,2023).

Se existir um incorreto dimensionamento das baterias de condensadores, a energia reactiva capacitiva será produzida em demasia e, por isso, os condutores voltam a ser ocupados, mais com energia reactiva capacitiva. Desta forma, investir numa compensação com bateria de condensadores controlada automaticamente é uma boa solução, pois a energia reactiva é gerada consoante a necessidade da mesma (RODRIGUES, 2012).

A redução de perdas elétricas pela instalação de baterias de condensadores leva a inúmeras vantagens para a rede elétrica e o SEE (QEnergia, 2017):

- ❖ Redução das perdas de energia;
- ❖ Diminuição das quedas de tensão;
- ❖ Melhor factor de potência;
- ❖ Menos perdas por sobrecarga dos condutores;
- ❖ Maior disponibilidade na rede de distribuição;
- ❖ Adiamiento nos investimentos em novos estudos para melhoria da rede elétrica ou em reforço da mesma, como aumentos de secção;
- ❖ Redução da factura elétrica, com vista à redução das penalizações em caso de requisição de energia reactiva;
- ❖ Aumento da vida útil dos equipamentos, quer da instalação elétrica, quer da rede elétrica;
- ❖ Melhor qualidade da energia na rede elétrica.

### **3.3.3.2. Melhorar o factor de potência**

Com a redução da energia reactiva indutiva, através da instalação de baterias de condensadores, diminui este tipo de energia nos condutores elétricos melhorando as condições a que a instalação está sujeita. Há, também, uma melhoria na tensão elétrica na rede de distribuição, contribuindo tanto para um melhor factor de potência, como também para um menor desgaste dos seus componentes (por comportamentos atípicos), e ainda, a diminuição de perdas de energia na instalação por efeito de Joule (L. Ramesh, 2009).

### **3.3.3.3. Remodelação e reforço da rede elétrica**

Com vista a melhorar a qualidade de serviço é necessário investimento na construção e no melhoramento da rede elétrica em todo o SEE. Este investimento passa pela construção de subestações e linhas de AT e MT. Já na rede BT, há uma procura contínua em melhorar a rede elétrica, através da construção de novos postos de transformação (PT) em locais estratégicos, devidamente estudados, para melhorar a qualidade de energia e colmatar as falhas da rede. Também na rede BT procura-se remodelar os vários componentes, como por exemplo, substituindo os condutores nus por condutores de cabo torçado (LXS), dado que os primeiros apresentam um grau de dificuldade no que respeita à manutenção como também apresentam índices de fiabilidade mais baixos.

Com um maior investimento na remodelação de redes obsoletas, redes subdimensionadas ou condutores com uma elevada utilização, há uma grande probabilidade da redução de perdas de energia elétrica. Apesar dos investimentos e remodelações na rede elétrica, ainda existem casos de redes desadequadas à sua função, fruto da má distribuição do território e do aumento das zonas de construção. Para além disso, a potência requerida aquando da construção de novas habitações tem aumentado, o que leva a desequilíbrios e a sobrecargas nos condutores da rede elétrica e provoca quedas de tensão, com consequentes perdas na rede elétrica.

## CAPÍTULO IV: APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

### 4.1. PERDAS TÉCNICAS

#### 4.1.1. Carregamento dos PT's

Para o preenchimento da tabela 4.1., se fez o levantamento das potências dos transformadores, das correntes nominais e máximas, das tensões, e mediu-se as cargas em serviço na hora da ponta (16h – 22h) em cada PT. Com os dados, foi possível obter a percentagem do carregamento.

**Tabela 5. Percentagem de carregamento de PT's na hora da ponta.**

Nº PT	Localização	Sn (kVA)	Un (kV)	In (A)	Imax (A)	Corte e Gerador (A)	Verificação do Orgão de Protecção	TP (Ω)	TS (Ω)	Ir (A)	Is (A)	It (A)	Carregamento (%)
PTS0030	OMM Bairro 1 Chicumbane	100	0,40	145	173	250	Mudar	0	0	234	101	116	<b>104%</b>
PTS0138	Alcar khicoluene	30	0,40	43	52	160	Mudar	0	0	41	68	38	<b>113%</b>
PTS0237	Liberdade Ndambine 2000	160	0,40	231	277	400	Mudar	0	0	270	263	175	<b>102%</b>

PTS007 9	Patrice Lumumba Quartel Militar	100	0,40	14 5	173	250	Mudar	0	0	14 5	16 2	17 5	<b>111%</b>
PTS003 6	Vladimir Bairro 3	50	0,40	72	87	100	Mudar	0	0	75	11 9	51	<b>113%</b>
PTS011 6	Ndambine 2000	100	0,40	14 5	173	160	Regular	0	0	14 5	20 0	14 4	<b>113%</b>

Como pode se ver na tabela, a percentagem de carga é caótica. Feitas as análises, verifica-se que essas percentagens são consequências de longas distâncias de redes em relação ao PT excedendo os 300m recomendados pelo regulamento conforme pode se ver na tabela abaixo, originando maiores resistências e conseqüentes quedas de tensão excessivas.

**Tabela 6. Distâncias em relação aos PT's assim como a secção dos cabos**

N° PT	Localização	Sn (kV A)	Sc (kVA )	In (A)	Ic (A)	Distância da carga (m)	Secção (mm)
PTS0 030	OMM Bairro 1 Chicumbane	100	104	145	150	930	50
PTS0 139	Alcar khicoluene	30	33,9	43	49	850	16
PTS0 237	Liberdade Ndambine 2000	160	163,2	231	236	880	95
PTS0 079	Patrice Lumumba Quartel Militar	100	111	145	160	960	50
PTS0 036	Vladimir Bairro 3	50	56,5	72	82	950	25
PTS0 116	Ndambine 2000	100	113	145	163	980	50

#### 4.1.2. DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA NA REDE

Para se determinar a resistência na rede, foi necessário 1° se identificar o material usado, o qual se identificou como sendo o cabo LXS (cabo em torçada de alumínio), o que tem sido comum nesse tipo de infraestrutura, e em seguida determinar a sua resistividade de acordo com a tabela de resistividade eléctrica de alguns materias (0,0287 à 20°C) e corrigí-la à temperatura ambiente (27°C). Feita a correcção, foi possível determiná-la, tendo em conta a sua distância assim como a secção do condutor.

##### 4.1.2.1 CORREÇÃO DA RESISTIVIDADE PARA A TEMPERATURA LOCAL, $\rho$ ( CONDUTOR DE ALUMÍNIO ) = 0,0287 À 20°C.

TEMPERATURA AMBIENTE = 27°C

Aplicando a equação (8), teremos:

$$\rho_{\theta} = \rho[1 + \beta(\theta - 20)] \quad (8)$$

$$\rho_{27} = 0,0287 * [1 + 3,8 * 10^{-3} (27 - 20)] = \mathbf{0,0295\Omega mm^2/m} \quad (13)$$

#### **4.1.2. Resistência por cada PT**

Aplicando a equação (9), teremos:

##### **PARA PTS0030**

$$R_1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 930}{50} = \mathbf{0,55\Omega}$$

##### **PARA PTS0138**

$$R_1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 850}{16} = \mathbf{1,57\Omega}$$

##### **PARA PTS0237**

$$R_1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 880}{50} = \mathbf{0,27\Omega}$$

##### **PARA PTS0079**

$$R_1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 960}{50} = \mathbf{0,57\Omega}$$

##### **PARA PTS0036**

$$R_1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 950}{25} = \mathbf{1,12\Omega}$$

##### **PARA PTS0116**

$$R_1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 980}{50} = \mathbf{0,58\Omega}$$

#### **4.1.3. Perdas técnicas (por efeito joule) em cada PT**

Os cálculos das perdas técnicas em MZN serão feitos considerando o consumo de energia eléctrica nas horas de ponta diárias.

Em Moçambique, segundo a CIPMOZ, a Electricidade de Moçambique (EDM) define o horário de ponta como o período de maior consumo de energia eléctrica, geralmente entre as 16h e 22h, totalizando assim 6h horas de alto consumo de energia eléctrica diariamente, correspondendo à 180h mensais. Para tal, foram calculadas 1º as perdas em kw e a energia perdida em cada PT.

Aplicando a equação (1), teremos:

#### **PARA PTS0030**

$$P = I^2 \cdot R = 150^2 \cdot 0,55 = \mathbf{12,4 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT.

$$E_P = P \cdot t = 12,4 \cdot 180 = \mathbf{2.232 \text{ kwh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas técnicas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 2.232 = \mathbf{18.391,68 \text{ MZN}}$$

#### **PARA PTS0138**

$$P = I^2 \times R = 49^2 \cdot 1,57 = \mathbf{3,8 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT.

$$E_P = P \times t = 3,8 \times 180 = \mathbf{684 \text{ kwh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 684 = \mathbf{5.636,16 \text{ MZN}}$$

#### **PARA PTS0237**

$$P = I^2 \times R = 236^2 \times 0,27 = \mathbf{15,04 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT.

$$E_P = P \times t = 15,04 * 180 = \mathbf{2.707,2 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 2.707,2 = \mathbf{89.230,96 \text{ MZN}}$$

#### **PARA PTS0079**

$$P_R = I_R^2 \times R = 160^2 \times 0.57 = \mathbf{14,59 \text{ KW}}$$

Estas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT.

$$E_P = P_R * t = 14,59 * 180 = \mathbf{2.626,2 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 2.626,2 = \mathbf{21.639,89 \text{ MZN}}$$

#### **PARA PTS0036**

$$P_R = I_R^2 \times R = 82^2 \times 1.12 = \mathbf{7.53 \text{ KW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT.

$$E_P = P \times t = 7,53 * 180 = \mathbf{1.355,4 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kWh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 1.355,4 = \mathbf{11.168,50 \text{ MZN}}$$

#### **PARA PTS00116**

$$P = I^2 \times R = 163^2 * 0,58 = \mathbf{15,41 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT.

$$E_p = P * t = 15,41 * 180 = \mathbf{2.773,8 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_p = 8,24 \times 2.773,8 = \mathbf{22.856,11 \text{ MZN}}$$

Para se ter uma ideia concreta pode se calcular as perdas mensais em MZN dos 6 PTs

$$P_{Tmt} = P_{PTS0030} + P_{PTS0139} + P_{PTS0237} + P_{PTS0079} + P_{PTS0036} + P_{PTS0116}$$

$$P_{Tmt} = 18.391,68 + 5.636,16 + 89.230,96 + 21.639,89 + 11.168,50 + 22.856,11$$

$$P_{Tmt} = \mathbf{168.923,31 \text{ MZN}}$$

#### **4.1.4. QUEDA DE TENSÃO EM CADA PT**

Sendo a qualidade de distribuição dependente de vários factores, dentre os quais o nível de tensão entregue aos consumidores, houve a necessidade de se calcular a queda de tensão entre os PT's e os consumidores finais, assim sendo teremos:

##### **PARA PTS0030**

$$\Delta U = I * R = 150A * 0,55\Omega = \mathbf{82,5V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{82,5 \times 100\%}{400} = \mathbf{20,63\%}$$

Esta acima dos 5% recomendado pelo regulamento

##### **PARA PTS0138**

$$\Delta U = I * R = 49A * 1,57\Omega = \mathbf{76,93V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{76,93 \times 100\%}{400} = \mathbf{19,23\%}$$

Esta acima dos 5% recomendado pelo regulamento

**PARA PTS0237**

$$\Delta U = I * R = 236A * 0,27\Omega = \mathbf{63,72V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{63,72 \times 100\%}{400} = \mathbf{15,93\%}$$

Esta acima dos 5% recomendado pelo regulamento

**PARA PTS0079**

$$\Delta U = I * R = 160A * 0,57\Omega = \mathbf{91,2V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{91,2 \times 100\%}{400} = \mathbf{22,8\%}$$

Esta acima dos 5% recomendado pelo regulamento

**PARA PTS0036**

$$\Delta U = I * R = 82A * 1,12\Omega = \mathbf{91,84V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{91,84 \times 100\%}{400} = \mathbf{22,96\%}$$

Esta acima dos 5% recomendado pelo regulamento

**PARA PTS0116**

$$\Delta U = I * R = 163A * 0,58\Omega = \mathbf{94,54V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{94,54 \times 100\%}{400} = \mathbf{23,64\%}$$

Esta acima dos 5% recomendado pelo regulamento

**4.2. POTÊNCIA A TRANSFERIR**

Para que os postos de transformação estejam aliviados das cargas e equilibrados, é necessário transferir cargas de um PT para o outro. Sendo assim, serão alocadas cargas dos PT's que estiverem acima dos 5% recomendados pelo regulamento.

Para tal, é necessário levar em conta do **factor de simultaneidade**, sendo que este representa um parâmetro utilizado no dimensionamento de instalações eléctricas, incluindo postos de transformação de energia, para reflectir o facto de que nem todas as cargas conectadas operam ao mesmo tempo em sua capacidade máxima. Ele é particularmente importante para evitar o sobredimensionamento, otimizando o custo e a eficiência da instalação.

Este factor é determinado pela seguinte expressão:

$$F_s = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{n}} \quad (14)$$

Onde, n é o número de residências por alimentar.

E a potência a se fornecer será determinada através da expressão:

$$S_C = n \times S_i \times F_s \times F_u \quad (15)$$

Onde:

$S_i$  é a potência instalada atribuída a cada residência, que é de 3,3 kW, típico de residências em zonas urbanas.

$$S_i = \frac{P}{\cos\varphi} \quad (16)$$

**Factor de utilização ( $F_u$ )-** caracteriza o regime de um receptor, estabelecendo a relação entre a potência que se presume utilizada e a potência instalada.

#### **4.2.1. Determinação da potência a transferir do PTS0030 para PTS 0029**

Vamos transferir cargas referentes a 55 clientes do Bairro 1 de Chicumbane para o PTS0029

Aplicando as expressões (14.), (15.) e (16.) teremos:

$$F_s = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{55}}$$

$$S_i = \frac{3,3}{0,8} = 4.125\text{kVA}$$

$$S_c = 55 \times 4,125 \times 0,4 \times \left(0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{55}}\right) = 27,9\text{kVA}$$

Transferida essa carga o PTS0030 ficará com a seguinte carga

$$S_{\text{rem}} = S_{\text{act}} - S_{\text{transf}} = 104 - 27,9 = \mathbf{76,1\text{kVA}}$$

100kVA— 100%

76,1kVA— X

$$X = \frac{76,1 \times 100}{100} = 76.1\% \text{ (Está subcarregado a 23.9\%)}$$

#### 4.2.2. Determinação da potência a transferir do PTS0138

Vamos transferir cargas referentes a 9 clientes do PTS0138 para o PTS0137

Aplicando as expressões (14.), (15.) e (16.) teremos:

$$F_s = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{9}}$$

$$S_i = \frac{3.3}{0.8} = 4.125\text{kVA}$$

$$S_c = 9 \times 4.125 \times 0.4 \times \left(0.2 + \frac{0.8}{\sqrt{9}}\right) = 17.3\text{kVA}$$

Transferida essa carga o PTS0030 ficará com a seguinte carga

$$S_{\text{rem}} = S_{\text{act}} - S_{\text{transf}} = 33,9 - 17,3 = \mathbf{16,6\text{kVA}}$$

30kVA— 100%

16,6kVA— X

$$X = \frac{16,1 \times 100}{30} = 53,7\% \text{ (Está subcarregado a 44,7\%)}$$

#### 4.2.3. Determinação da potência a transferir do PTS0237

Vamos transferir cargas de 100 casas dos quarteirões 2 e 3 do Bairro de NDINDANE PARA PTS0238

Aplicando as expressões (14.), (15) e (16.) teremos:

$$F_s = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{100}}$$

$$S_i = \frac{3,3}{0,8} = 4,125 \text{ kVA}$$

$$S_c = 100 \times 4,125 \times 0,4 \times \left(0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{100}}\right) = 46,2 \text{ kVA}$$

Transferida essa carga o PTS0237 ficará com a seguinte carga

$$S_{rem} = S_{act} - S_{transf} = 163,2 - 46,2 = \mathbf{117 \text{ kVA}}$$

160kVA— 100%

117kVA— X

$$X = \frac{117 \times 100}{160} = 73,125\% \text{ (Está subcarregado a 26,875\%)}$$

#### 4.2.4. Determinação da potência a transferir do PTS0036

Vamos transferir cargas referentes a 25 clientes do PTS0036 para o PTS0035

Aplicando as expressões (14), (15.) e (16) teremos:

$$F_s = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{25}}$$

$$S_i = \frac{3,3}{0,8} = 4,125 \text{ kVA}$$

$$S_c = 25 \times 4.125 \times 0.4 \times \left(0.2 + \frac{0.8}{\sqrt{25}}\right) = 14.85\text{kVA}$$

Transferida essa carga o PTS0030 ficará com a seguinte carga

$$S_{\text{rem}} = S_{\text{act}} - S_{\text{transf}} = 56,5 - 14,85 = \mathbf{41,65\text{kVA}}$$

50kVA— 100%

41,65kVA— X

$$X = \frac{41,65 \times 100}{50} = 83.3\% \text{ (Está subcarregado a 16.7\%)}$$

#### 4.2.5. Determinação da potência a transferir do PTS0079

Transfer-se-ão cargas referentes a 90 clientes do PTS0079 para o PTS0080

Aplicando as expressões (14.), (15.) e (16.) teremos:

$$F_s = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{90}}$$

$$S_i = \frac{3.3}{0.8} = 4.125\text{kVA}$$

$$S_c = 90 \times 4.125 \times 0.4 \times \left(0.2 + \frac{0.8}{\sqrt{90}}\right) = 42.2\text{kVA}$$

Transferida essa carga o PTS0030 ficará com a seguinte carga

$$S_{\text{rem}} = S_{\text{act}} - S_{\text{transf}} = 100 - 42,2 = \mathbf{57,8\text{kVA}}$$

100kVA— 100%

57,8kVA— X

$$X = \frac{57,8 \times 100}{100} = 57.8\% \text{ (Está subcarregado a 42.2\%)}$$

#### 4.2.6. Determinação da potência a transferir do PTS0116

Transfer-se-ão cargas referentes a 81 clientes do PTS0116 para o PTS0115

Aplicando as expressões (14.), (15.) e (16.) teremos:

$$F_s = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{81}}$$

$$S_i = \frac{3.3}{0.8} = 4.125\text{kVA}$$

$$S_c = 81 \times 4.125 \times 0.4 \times \left(0.2 + \frac{0.8}{\sqrt{81}}\right) = \mathbf{38.61\text{kVA}}$$

Transferida essa carga o PTS0115 ficará com a seguinte carga

$$S_{\text{rem}} = S_{\text{act}} - S_{\text{transf}} = 113 - 38,61 = 74,39\text{kVA}$$

100kVA— 100%

74,39kVA— X

$$X = \frac{74,39 \times 100}{100} = \mathbf{74.39\%}$$
 (Está subcarregado a 25.61%)

### **4.3. DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA DEPOIS DO MELHORAMENTO**

#### **PARA PT0030**

Dista a 900m do PTS 0029, o PTS0029 tomará cerca de 450m do PTS 0030, sendo assim o comprimento actual será de 450m

$$R_1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 450}{95} = \mathbf{0,14\Omega}$$

#### **PARA O PT 0138**

Dista cerca de 900m do PTS0137, o PTS 137 tomará cerca de 450m do PTS 0138, sendo assim o comprimento actual será de 450m.

$$R_1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 450}{16} = \mathbf{0,82\Omega}$$

#### **PARA O PT 0237**

Dista cerca de 840m do PTS0238, o PTS 238 tomará cerca de 440m do PTS 0237, sendo assim o comprimento actual será de 400m.

$$R1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 400}{185} = \mathbf{0,06\Omega}$$

#### **PARA O PT 0036**

Dista cerca de 950m do PTS0035, o PTS 0035 tomará cerca de 560m do PTS 0036, sendo assim o comprimento actual será de 390m.

$$R1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 390}{35} = \mathbf{0,33\Omega}$$

#### **PARA O PT 0079**

Dista cerca de 750m do PTS0080, o PTS0080 irá tomar cerca de 375m do PTS 0079, sendo assim o comprimento actual será de 480m.

$$R1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 375}{95} = \mathbf{0,12\Omega}$$

#### **PARA O PT 0116**

Dista cerca de 980m do PTS0115, o PTS0115 irá tomar cerca de 500m do PTS 0116, sendo assim o comprimento actual será de 480m.

$$R = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 480}{95} = \mathbf{0,15\Omega}$$

### **4.4. CORRENTE DE SERVIÇO DEPOIS DO MELHORAMENTO**

#### **PARA PTS 0030**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{76,1 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{110A}$$

#### **PARA PTS 0138**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{16,6 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{24A}$$

#### **PARA PTS 0238**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{117 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{169A}$$

#### **PARA PTS 0036**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{41,65 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{60A}$$

#### **PARA PTS 0079**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{57,8 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{84A}$$

#### **PARA PTS 0116**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{74,39 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{107A}$$

#### **4.5. PERDAS POR EFEITO DE JOULE DEPOIS DO MELHORAMENTO PARA PTS 0030**

$$P = I^2 \times R = 110^2 * 0.14 = 1,69 \text{ kW}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_p = P * t = 1,69 * 180 = 304,2 \text{ kWh}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24 mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_p = 8,24 \times 1.217 = \mathbf{2.506,61 \text{ MZN}}$$

As perdas por efeito joule mensais reduziram dos **22.307,33 MZN** para **2.506,61 MZN**.

#### **PARA PTS 0138**

$$P = I_R^2 * R = 24^2 * 0,82 = \mathbf{0,47 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_p = P * t = 0,47 * 180 = \mathbf{84.6 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_p = 8,24 \times 84.6 = \mathbf{697,10 \text{ MZN}}$$

As perdas por efeito joule mensais reduziram dos **5.636,16 MZN** para **697,10 MZN**.

#### **PARA PTS0238**

$$P_R = I_R^2 * R = 1692 * 0.06 = \mathbf{1,7 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_P = P * t = 1,7 * 180 = \mathbf{306 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 306 = \mathbf{2.521,44 \text{ MZN}}$$

As perdas por efeito joule mensais reduziram dos **22.307,33 MZN** para **2.521,44 MZN**.

### **PARA PTS0036**

$$P_R = I_R^2 * R = 602 * 0.33 = \mathbf{1,2 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_P = P * t = 1,2 * 180 = \mathbf{216 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 216 = \mathbf{1779,84 \text{ MZN}}$$

As perdas por efeito joule mensais reduziram dos **11.168,50 MZN** para **1.779,89 MZN**.

### **PARA O PTS 0079**

$$P = I^2 * R = 842 * 0.12 = \mathbf{0,8 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_P = P * t = 0,8 * 180 = \mathbf{144 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 144 = \mathbf{1.186,56 MZN}$$

As perdas por efeito joule mensais reduziram dos **21.639,89 MZN** para **1.186,56 MZN**.

#### **PARA O PTS 0116**

$$P = I^2 * R = 1072 * 0.15 = \mathbf{1,7 kW}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_P = P * t = 1,7 * 180 = \mathbf{306 kWh}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kWh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 306 = \mathbf{2.521,44 MZN}$$

As perdas por efeito joule mensais reduziram dos **22.856,11 MZN** para **2.521,44 MZN**.

#### **4.6. QUEDA DE TENSÃO DEPOIS DO MELHORAMENTO PARA PTS 0030**

$$\Delta U_{\%} = \Delta U = I * R = 110A * 0.14\Omega = \mathbf{15,4V}$$

$$\frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{15,4 \times 100\%}{400} = \mathbf{3,85\%}$$

Está abaixo dos 5% recomendado pelo regulamento

#### **PARA PTS 0138**

$$\Delta U = I * R = 24A * 0,82\Omega = \mathbf{19,68V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{19,68 \times 100\%}{400} = \mathbf{4,92\%}$$

Esta abaixo dos 5% recomendado pelo regulamento

### **PARA PTS0036**

$$\Delta U = I \times R = 60 \times 0.33\Omega = \mathbf{19,8V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{19,8 \times 100\%}{400} = \mathbf{5\%}$$

Esta na ordem dos 5% recomendado pelo regulamento.

### **PARA PTS 0079**

$$\Delta U = I * R = 84A * 0.12\Omega = \mathbf{10,08V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{10,08 \times 100\%}{400} = \mathbf{2,5\%}$$

Esta abaixo dos 5% recomendado pelo regulamento

### **PARA PTS0116**

$$\Delta U = I * R = 107A * 0.15\Omega = \mathbf{16,05V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{16,05 \times 100\%}{400} = \mathbf{4\%}$$

Esta abaixo dos 5% recomendado pelo regulamento

## **4.7. ANÁLISE DOS PTs QUE IRÃO RECEBER A CARGA**

### **ANÁLISE DO PTS 0029**

A sua potência é de 200kVA. Esse PT apresenta um carregamento actual de 30% que corresponde uma Potência de 60kVA. Esse PTS vai receber do PTS0030 uma potência de 27.9kVA, a sua nova potência será:

$$S_a = S_{ant} + S_{transf} = 60 + 27,9 = 87,9kVA$$

Esta subcarregado a 56.05%

### **ANÁLISE DO PTS0137**

A sua potência e de 50kVA. Esse PTS apresenta um carregamento actual de 6% que corresponde uma Potência de 3kVA. Esse PTS vai receber do PTS0138 uma potência de 17,3kVA, a sua nova potência será:

$$S_a = S_{ant} + S_{transf} = 3 + 17,3 = \mathbf{20,3kVA}$$

Esta subcarregado a 56.05%

### **ANÁLISE DO PTS0238**

A sua potência e de 100kVA. Esse PTS apresenta um carregamento actual de 26% que corresponde uma Potência de 26kVA. Esse PTS vai receber do PTS0237 uma potência de 46.2Kva, a sua nova potência será:

$$S_a = S_{ant} + S_{transf} = 26 + 46,2 = \mathbf{72,2kVA}$$

Esta subcarregado a 27.8%

### **ANÁLISE DO PTS0035**

A sua potência e de 50kVA. Esse PTS apresenta um carregamento actual de 6% que corresponde uma Potência de 3kVA. Esse PTS vai receber do PTS0138 uma potência de 14.85kVA, a sua nova potência será:

$$S_a = S_{ant} + S_{transf} = 3 + 14,85 = \mathbf{17,85kVA}$$

Esta subcarregado a 64.3%

### **ANÁLISE DO PTS0080**

A sua potência e de 250kVA. Esse PTS apresenta um carregamento actual de 46% que corresponde uma Potência de 115kVA. Esse PTS vai receber do PTS0079 uma potência de 42.2kVA, a sua nova potência será:

$$S_a = S_{ant} + S_{transf} = 115 + 42,2 = \mathbf{157,2kVA}$$

Esta subcarregado a 37.12%

### **ANÁLISE DO PTS0115**

A sua potência é de 200kVA. Esse PTS apresenta um carregamento actual de 55% que corresponde uma Potência de 110kVA. Esse PTS vai receber do PTS0116 uma potência de 38.61kVA, a sua nova potência será:

$$S_a = S_{\text{ant}} + S_{\text{transf}} = 110 + 38,61 = \mathbf{148,61kVA}$$

#### **4.8. DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA DEPOIS DE RECEBER A CARGA**

##### **PARA PTS 0029**

O comprimento actual é de 450m

$$R1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 450}{150} = \mathbf{0,09\Omega}$$

##### **PARA PTS 0137**

O comprimento actual é de 450m

$$R1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 450}{35} = \mathbf{0,38\Omega}$$

##### **PARA PTS 0238**

O comprimento actual é de 440m

$$R1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{(0,0295 * 440)}{95} = \mathbf{0,14\Omega}$$

##### **PARA PTS 0035**

O comprimento actual é de 560m

$$R1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 560}{35} = \mathbf{0,47\Omega}$$

##### **PARA PTS 0080**

O comprimento actual é de 375m

$$R1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 375}{400} = \mathbf{0,03\Omega}$$

#### **PARA PTS 0115**

O comprimento actual é de 500m

$$R1 = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0295 * 500}{300} = \mathbf{0,05\Omega}$$

#### **4.9. CORRENTE DE SERVIÇO**

##### **PARA PTS 0029**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{87,9 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{127A}$$

##### **PARA PTS 0137**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{20,3 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{29A}$$

##### **PARA PTS 0238**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{72,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{104A}$$

##### **PARA PTS 0035**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{17,85 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{26A}$$

##### **PARA PTS 0080**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{157,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{227A}$$

#### **PARA PTS 0115**

Recalculando a sua corrente de serviço

$$I_s = \frac{S_{rem}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{148,61 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = \mathbf{214A}$$

#### **4.10. PERDAS POR EFEITO JOULE DEPOIS DE RECEBER A CARGA**

##### **PARA PTS 0029**

$$P = I^2 \times R = 127^2 * 0.09 = \mathbf{1,5 kW}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_p = P * t = 1,5 * 180 = \mathbf{270 kWh}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_p = 8,24 \times 270 = \mathbf{2.224,8 MZN}$$

##### **PARA PTS 0137**

$$P = I_R^2 * R = 29^2 * 0.38 = \mathbf{0,3 kW}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_p = P * t = 0,3 * 180 = \mathbf{54 kWh}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 54 = \mathbf{444,96 \text{ MZN}}$$

### **PARA PTS 0238**

$$P = I_R^2 * R = 104^2 * 0.14 = \mathbf{1,5 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_P = P * t = 1,5 * 180 = \mathbf{270 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 270 = \mathbf{2.224,8 \text{ MZN}}$$

### **PARA PTS 0035**

$$P = I^2 * R = 26^2 * 0.47 = \mathbf{0,3 \text{ KW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_P = P * t = 0,3 * 180 = \mathbf{54 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 54 = \mathbf{444,24 \text{ MZN}}$$

### **PARA PTS0080**

$$P = I^2 * R = 227^2 * 0.03 = \mathbf{1,5 \text{ KW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_P = P * t = 1,5 * 180 = \mathbf{270 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 270 = \mathbf{2.224,8 \text{ MZN}}$$

#### **PARA PTS 0115**

$$P = I^2 * R = 2142 * 0.05 = \mathbf{2,3 \text{ kW}}$$

Essas perdas são muito elevadas, para melhor percepção, pode se determinar a energia Perdida durante um mês para esse PT. Considerando que um mês tem um total de 180h de ponta no consumo de energia eléctrica.

$$E_P = P * t = 2,3 * 180 = \mathbf{414 \text{ kWh}}$$

Considerando a tarifa doméstica em que 1kwh vale 8,24mt, podemos ter perdas em MZN

$$P_{MT} = 8,24 \times E_P = 8,24 \times 414 = \mathbf{3.411.36 \text{ MZN}}$$

### **4.11. QUEDA DE TENSÃO DEPOIS DE RECEBER A CARGA**

#### **PARA PTS 0029**

$$\Delta U = I * R = 127A * 0.09\Omega = \mathbf{11,43V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{11,43 \times 100\%}{400} = \mathbf{2,9\%}$$

Esta abaixo dos 5% recomendado pelo regulamento

#### **PARA PTS 0137**

$$\Delta U = I * R = 29A * 0,38\Omega = \mathbf{8,7V}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{8,7 \times 100\%}{400} = 2,2\%$$

Esta abaixo dos 5% recomendado pelo regulamento

#### **PARA PTS 0238**

$$\Delta U = I * R = 169A * 0.06\Omega = 10,14V$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{10,14 \times 100\%}{400} = 2,5\%$$

Esta na ordem dos 5% recomendado pelo regulamento

#### **PARA PTS 0035**

$$\Delta U = I * R = 26A * 0.47\Omega = 12,22V$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{12,22 \times 100\%}{400} = 3,1\%$$

Esta abaixo dos 5% recomendado pelo regulamento

#### **PARA PTS 0080**

$$\Delta U = I * R = 227A * 0.03\Omega = 6,81V$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{6,81 \times 100\%}{400} = 1,7\%$$

Esta abaixo dos 5% recomendado pelo regulamento

#### **PARA PTS 0115**

$$\Delta U = I * R = 214A * 0.05\Omega = 10,7V$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n} = \frac{10,7 \times 100\%}{400} = 2,7\%$$

Esta abaixo dos 5% recomendado pelo regulamento

**Tabela 7. Apresentação dos resultados antes do melhoramento das perdas por efeito joule no lado de Baixa dos PT's**

PTS's	$R(\Omega)$	$I_s(A)$	P(kW)	$P_{(mt)}$	$\Delta U (V)$	$\Delta U (\%)$
PTS0030	0,55	150	12,4	18.391,69	82,5	20,63
PTS0138	1,57	49	3,8	5.636,16	76,93	19,23
PTS0237	0,27	236	15,04	89.230,96	63,72	15,93
PTS0079	0,57	160	14,59	21.639,89	91,2	22,8
PTS0036	1,12	82	7,53	11.168,5	91,84	22,96
PTS0116	0,58	163	15,41	22.856,11	94,54	23,94

**Tabela 8. Apresentação dos resultados depois do melhoramento das perdas por efeito joule no lado de Baixa dos PT's**

PTS's	$R(\Omega)$	$I_s(A)$	P(kW)	$P_{(mt)}$	$\Delta U (V)$	$\Delta U (\%)$
PTS0030	0,14	110	1,69	2506,61	15,4	3,85
PTS0138	0,82	24	0,47	697,10	19,68	4,92
PTS0237	0,06	169	1,7	2521,44	10,14	2,5
PTS0079	0,12	84	0,8	1186,56	10,08	2,5
PTS0036	0,33	60	1,2	1779,84	19,8	5

PTS0116	0,15	107	1,7	2521,44	16,05	4
---------	------	-----	-----	---------	-------	---

Fonte: (O autor, 2014)

**Tabela 9. Apresentação dos resultados dos PTSs que receberam cargas**

PTS's	$R(\Omega)$	$I_s(A)$	P(kW)	$P_{(mt)}$	$\Delta U (V)$	$\Delta U (%)$
PTS0029	0,09	127	1,5	2224,8	11,43	2,9
PTS0137	0,38	29	0,3	444,96	8,7	2,2
PTS0238	0,14	104	1,5	2224,8	14,56	3,92
PTS0080	0,03	227	1,5	2224,8	6,81	1,7
PTS0035	0,47	26	0,3	444,24	12,22	3,1
PTS0115	0,05	214	2,3	3411,36	10,7	2,7

#### 4.12. Potência Activa

A potência activa, que também pode ser denominada como potência real ou potência útil. Lembre-se de movimento, trabalho. A energia activa é a energia consumida que realiza o movimento, o calor, a emissão de luz. Importante ter aqui em mente que a luz emitida pela lâmpada, o torque do motor, o calor dissipado de aquecedor tudo isso é produz em decorrência da potência activa. A Potência activa é a que é realmente transferido para a carga. A carga em um circuito de corrente alternada pode ser um motor de indução, pode ser carga de iluminação ou qualquer dispositivo que converta energia eléctrica em alguma outra forma de energia útil. A potência real é a responsável por gerar luz, movimento, calor (é a que converte a energia eléctrica em energia térmica). Para o estudo, os PTSs 0030, 0036, 0079,0116, 0138 e 0237 apresentam potencias aparentes de 100KVA, 50KVA, 100KVA, 100KVA, 30KVA e 160KVA, respectivamente. Para um factor de potencia de 0,8 aplicado em Mocambique, teremos as seguintes potencias activas destes PTSs, 80KW, 40KW, 80KW, 80KW, 24KW e 128KW, respectivamente.

#### **4.13. Corrente nominal do Transformador**

A corrente elétrica nominal do transformador, é fornecida como um parâmetro para se constatar que a máquina (transformador) está funcionando perfeitamente (valor igual ou abaixo da corrente nominal), ou se está funcionando com alguma sobrecarga (valor acima da corrente nominal). A partir do valor de corrente nominal, é possível realizar o dimensionamento dos condutores que irão alimentar a máquina elétrica, assim como calcular a corrente de partida da máquina e até mesmo dimensionar os dispositivos de proteção, como disjuntores (calcular a corrente nominal de disjuntores), fusíveis, relés de sobrecarga. Para o funcionamento perfeito dos PTSs, 0030,0036, 0079, 0116, 0138 e 0237, tem como correntes nominais de baixa tensão de 145A, 72A, 145A, 43A e 231A, respectivamente. Antes do melhoramento estes PTSs apresentavam correntes de serviço de 150A, 82A, 160A, 163A, 49A e 238A. Olhando os valores das correntes nominais percebe se que estas correntes são relativamente maiores, logo estes PTSs estão sobrecarregados. Foi necessário fazer uma transferência de cargas para reduzir estas correntes. Como resultado teve-se as seguintes correntes 110A, 60A, 84A, 107A, 24A e 169A, respectivamente, correntes relativamente menores do que as correntes nominais, quer dizer todos transformadores estão subcarregados.

#### **4.14. Tensão Nominal do transformador**

Tensão nominal do transformador São valores de tensão projetados e especificados pelo fabricante para funcionamento adequado do transformador. Sempre que se for ligar um transformador devemos observar as suas tensões nominais e compará-las com tensões de linha e de carga para não danificar qualquer elemento do circuito. Para o lado de baixa tensão o transformador terá uma tensão nominal de 400V e para o lado de Média Tensão o transformador terá uma tensão de 11kV. Ligando o transformador acima destes valores incluído as suas tolerâncias, o transformador poderá danificar e abaixo desses valores não teremos o campo magnético para arrancar esse transformador.

#### **4.15. Factor de potência de um transformador**

O factor de potência é a razão entre a potência activa e a potência aparente. Ele indica a eficiência do uso da energia. Um alto factor de potência indica uma eficiência alta e

inversamente, um factor de potência baixo indica baixa eficiência energética. Para o nosso caso o factor de potência é de 0,8 recomendado em Moçambique.

#### **4.16. Tensão máxima de Para Raios e Isoladores**

A Máxima Tensão de um pára-raios é o maior de tensão em frequência industrial que, aplicado ao pára-raios, resulta em comportamento termicamente estável, após um ensaio de ciclo de serviço padrão. No nosso caso os para raios e isoladores terão um comportamento termicamente estável com uma tensão não superior a 12.1kV.

#### **4.5.6. Queda de tensão**

Queda de tensão eléctrica é uma anomalia causada pelas distâncias percorridas pela corrente eléctrica em um circuito, quanto maior for o comprimento do condutor maior será a queda de tensão, isso devido ao aumento de resistência eléctrica devido a quantidade maior de material utilizado para fazer maiores condutores. Outro factor que influencia a queda de tensão é a reatância indutiva, causado por cargas não resistivas. O Regulamento de Instalações eléctricas de Baixa tensão recomenda que a queda de Tensão seja inferior a 5%. Inicialmente os PTSs 0030, 0036, 0079, 0116, 0138 e 0237 apresentavam quedas de tensão de 20.63%, 22.96%, 22.8%, 23.94%, 19.23% e 15.93%, respectivamente, valores acima dos recomendados pelo regulamento devido a longos comprimentos da rede de baixa tensão e sobrecargas, que contribuía para a fraca qualidade de energia. Foi feito o melhoramento e obteve os seguintes valores de queda de tensão de 3.85%, 5%, 2.5%, 4%, 4.92% e 2.5%, respectivamente, valores estes recomendados pelo regulamento.

#### **4.17. Resistência eléctrica**

A resistência é uma propriedade física caracterizada por evitar a livre passagem de corrente eléctrica, dissipando assim a energia térmica (calor), sendo proporcional a resistividade eléctrica e ao comprimento do condutor, mas inversamente proporcional à área da secção transversal do condutor. Numa rede de baixa tensão é importante evitar comprimentos longos, como foi o caso da rede em estudo. Devido a longos comprimentos da rede, os PTSs, 0030, 0036, 0079, 0116, 0138 e 0237 apresentavam maiores resistências de 0,55  $\Omega$ , 1.12  $\Omega$ , 0.57  $\Omega$ , 0.58  $\Omega$ , 1.57  $\Omega$  e 0.27  $\Omega$ . Estes valores contribuíam para altos valores quedas de tensão dos PTSs. Foi necessário fazer o melhoramento e obteve se as seguintes resistências de 0.14  $\Omega$ , 0.33  $\Omega$ , 0.12  $\Omega$ , 0.15  $\Omega$ ,

0.82  $\Omega$  e 0.06  $\Omega$ , respectivamente, valores baixos relativamente aos anteriores antes do melhoramento e que contribuíram significativamente para a redução da queda de tensão.

#### **4.18. Perdas por efeito de joule**

As perdas Joule, também conhecidas como perdas por efeito de joule ou perdas resistivas, ocorrem devido a passagem da corrente eléctrica por um condutor e parte de energia eléctrica e dissipada em forma de calor devido a resistência do material. Numa rede sempre existe perdas Joule, apenas pode-se reduzir e não eliminá-las. Inicialmente os PTSs 0030, 0036, 0079, 0116, 0138 e 0237 apresentavam perdas por efeito de Joule de 12.4kW, 7.53kw, 14.59kW, 15.41kW, 3.8kW e 15.04kW, respectivamente, que contribuíam com um prejuízo mensal 168.923,31 MZN. Como foi necessário reduzir essas perdas para os seguintes valores 1.69kW, 1.2kW, 0.8kW, 1.7kW, 0.47kW e 1.7kW, respectivamente, que representou uma redução de prejuízo financeiro mensal para 11.212,99 MZN, uma redução aproximadamente a sete (7) vezes.

#### **4.19. PERDAS NÃO TÉCNICAS**

##### **4.19.1. Determinação das perdas não técnicas nos PTs**

As perdas não técnicas, são o resultado de fenómenos não naturais, como ligações clandestinas, fraudes, etc. Para determinar essas perdas, fez-se um trabalho de inspeções nas instalações dos consumidores, e, constatou-se que 4 consumidores, se encontravam em consumo fraudulento.

Foram de seguida tomadas medidas por parte da EDM, que envolviam o corte a aplicação de multas aos consumidores conforme ilustra a tabela abaixo. Para a aplicação das multas, tiveram como base, os electrodomésticos usados pelos consumidores, calculando a média do consumo dos mesmos por mês, e o tempo que se supõe em fraude, de acordo com o histórico de compras dos mesmos.

**Tabela 10. Multas aplicadas resultantes de fraudes por PT**

<b>PTS's</b>	<b>FRAUDE</b>	<b>POTÊNCIA(kW)</b>	<b>Ep( kwh)</b>	<b>VALOR APLICADO(MZN)</b>
PTS0030	FRAUDE1	1,5	282	17.517,37

PTS0138	FRAUDE 2	2,68	348	21.190,37
PTS0237	FRAUDE 3	6,32	726	27.899,37
PTS0079	FRAUDE4	5,14	660	21.190,37
PTS0036	–	–	–	–
PTS0116	–	–	–	–
<b>TOTAL</b>	<b>4 FRAUDES</b>	<b>15,64</b>	<b>2016</b>	<b>87.797,48</b>

#### 4.19.2. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

##### 4.19.2.1. FRAUDE

Tipo de perda não técnica que consiste em alterar o sistema do medidor para pagar menos pela energia consumida. Esta prática coloca em causa as metas traçadas pelas concessionárias em particular a EDM ASC Xai-Xai devido a perdas que provocam à empresa.

Durante o trabalho feito de inspeção de consumidores nos pts 0030,0036, 0079, 0116, 0138 e 0237 foram dectetadas 4 fraudes. Tendo sido dectetadas nos PTs 0030, 0079, 0138 e 0237, não podendo localizar nos PTs 0036 e 0116.

Devido a falta de mecanismos de localização concreta da fraude, que consistiriam em tecnologias de localização em tempo real, como medidores inteligentes, torna difícil a detenção da mesma, o que gera prejuízos enormes a concessionária.

##### 4.19.2.2. POTÊNCIA

O estudo mostra as potências dos consumidores em fraude, resultado do levantamento dos electrodomésticos em uso na residência dos mesmos.

Feito o levantamento, verificou-se, que para os PTs 0030, 0079, 0138 e 0237, obteve-se uma potência de 1.5kw, 5.14kw, 2.68kw e 6.32 kw respectivamente.

Os pts acima mencionados tiveram um total de 15,64 kw de electrodomésticos em consumo fraudulento.

#### **4.19.2.3. ENERGIA PERDIDA**

A energia consumida pelo cliente, mas que não chega a ser facturada devido a acções de fraude, erros de medição, ligações clandestinas, etc.

Nos pts em estudo, essa energia é resultante de fraudes nos medidores, o que gerou prejuízos de 282kwh, 660kwh, 348kwh e 726 kwh, para os pts 0030, 0079, 0138 e 0237 respectivamente.

Realçar que essa energia, é o consumo médio de electrodomésticos por mês para cada cliente. Feitos os cálculos, a soma dessa energia não facturada, gerou um prejuízo mensal de 2016kwh.

#### **4.19.2.4. MULTA**

O valor imputado por diversos motivos, como desvio de energia, uso ineficiente do sistema eléctrico ou falhas no fornecimento de energia.

Essa multa tem como base a energia consumida por um período que se supõe o consumidor em fraude, de acordo com o histórico de compra de energia do mesmo. Dependendo do prejuízo criado, esses valores chegam a ser muito altos que em inúmeras vezes acabam sufocando o próprio consumidor.

Para os consumidores em fraude localizados nos PTs 0030, 0079, 0138 e 0237, foram aplicadas multas de 17.517,37mzn, 21.190,37mzn, 21.190,37mzn e 27.899,37mzn respectivamente, chegando a gerar uma dívida total de 87.797,48mzn.

Para a cobrança desses valores, a EDM faz parcerias com instituições de justiça que por sua vez intimam os clientes, uma vez tratar-se de um crime punível pela lei Moçambicana, o que muitas vezes desencoraja a prática do mesmo pelos outros.

#### **4.20. PERDAS TOTAIS DE ENERGIA**

As perdas totais de energia, são a soma de perdas técnicas e das não técnicas. Tendo em conta os cálculos acima descritos referentes a perdas técnicas assim como não técnicas dos PTs em estudo, teremos:

$$P_{\text{TOTAIS}} = P_{\text{TÉCNICAS}} + P_{\text{NÃO TÉCNICAS}} = 68,77 \text{ KW} + 15,64 \text{ KW} = \mathbf{84,41 \text{ KW}}$$

##### **4.20.1. ENERGIA TOTAL PERDIDA**

É a soma de energia perdida por mês por causas técnicas e não técnicas, desse modo teremos:

$$E_{\text{TOTAL PERDIDA}} = E_{\text{T. PERDIDA}} + E_{\text{N. T. PERDIDA}} = 2.773,8 \text{ KWH} + 2016 \text{ KWH} = \mathbf{4789,8 \text{ KWH}}$$

#### **4.20.2. PERDAS TOTAIS DE ENERGIA EM METICAIS**

É a soma das perdas técnicas e das não técnicas em meticais por mês, desse modo teremos:

$$P_{\text{TOTAIS (MZN)}} = P_{\text{T. (MZN)}} + P_{\text{N. T. (MZN)}} = 168.923,31\text{MZN} + 87.797,48 \text{ MZN} = \mathbf{256.720,79 \text{ MZN}}$$

## CAPÍTULO V: ESTIMATIVA DE CUSTOS

### 5. Introdução à Estimativa de Custos em Sistemas Elétricos

A estimativa de custos é uma etapa fundamental no planejamento de intervenções técnicas, especialmente em sistemas elétricos de baixa tensão. Trata-se do processo de prever os recursos financeiros necessários para implementar medidas correctivas ou preventivas que reduzam perdas de energia elétrica. No contexto deste trabalho, a estimativa de custos é essencial para avaliar a viabilidade econômica das propostas de melhoria e fornecer um panorama claro para a gestão de recursos.

#### 5.1. Tipos de Custos Associados a Perdas de Energia

Os custos podem ser classificados em dois grandes grupos:

- **Custos Diretos:**
  - **Materiais e Equipamentos:** incluem cabos, transformadores, medidores e conectores necessários para a manutenção ou substituição de componentes defeituosos.
  - **Mão de Obra:** custos relacionados ao trabalho técnico, como instalação, manutenção e reparos, englobando salários e benefícios de eletricitistas e engenheiros.
- **Custos Indiretos:**
  - **Perdas Financeiras:** geradas por energia não faturada devido a perdas técnicas e não técnicas.
  - **Penalidades e Encargos:** multas aplicadas devido à ineficiência ou descumprimento de padrões regulatórios.
  - **Impactos na Qualidade de Serviço:** redução da confiabilidade e satisfação do cliente.

#### 5.2. Modelos de Estimativa de Custos

Existem diferentes metodologias utilizadas para estimar os custos associados à redução de perdas de energia:

- **Análise de Componentes:** Divide o sistema em partes específicas, como redes, transformadores e medidores, e avalia os custos de melhorias para cada componente.
- **Estimativa Baseada em Dados Históricos:** Usa dados de intervenções anteriores realizadas em Xai-Xai ou regiões similares para prever custos futuros.
- **Modelos Previsionais:** Utilizam ferramentas matemáticas, como softwares de gestão energética, para simular cenários e prever custos associados.

### 5.3. Fatores que Influenciam os Custos

- **Perdas Técnicas:** Decorrentes da resistência em cabos e transformadores, dependendo da qualidade dos materiais e do dimensionamento da rede.
- **Perdas Não Técnicas:** Incluem fraudes (ligações clandestinas), erros de medição e falhas operacionais.
- **Condições Locais:** Envolvem a densidade populacional, extensão da rede, qualidade da infraestrutura existente e a acessibilidade da região.

### 5.4. Ferramentas e Normas Utilizadas

Para estimar custos de maneira precisa, ferramentas e normas específicas são empregadas:

- **Normas da EDM:** padrões internos que regulam materiais e procedimentos técnicos.
- **Ferramentas Computacionais:** como softwares de análise de perdas de energia elétrica e cálculo de viabilidade econômica.
- **Regulamentações Nacionais:** diretrizes de órgãos reguladores de energia elétrica em Moçambique.

### 5.5. Justificativa para a Apresentação dos Custos

A estimativa de custos apresentada neste capítulo tem como base os seguintes princípios:

- Garantir a viabilidade técnica e econômica das intervenções.
- Correlacionar os custos apresentados aos benefícios esperados, como redução de perdas, aumento da receita e melhoria na qualidade do fornecimento.

Os custos foram levantados por meio de tabelas de preços fornecidas pela EDM, cotações de mercado e estudos de casos prévios na região. Abaixo segue a tabela de custos detalhada:

**Tabela 11. Tabela de Custos**

<b>A. REDE DE BAIXA TENSÃO</b>					
<b>ORD</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Unid</b>	<b>QTD</b>	<b>Custo unit. (MTs)</b>	<b>Custo Total (Mts)</b>
1	Postes de madeira de 9m	un	6	7,204.00	43,224.00
2	Cabo de ABC 4x70+25mm <sup>2</sup>	m	364	499.00	181,636.00
3	Pinças de suspensão	un	5	212.42	1,062.10
4	Pinças de amarração para cabo ABC 4x70+25mm <sup>2</sup>	un	12	245.00	2,940.00
5	Ligadores de Garra PC3	un	55	253.00	13,915.00
6	Espia em aço galvanizado completa para Baixa Tensão	un	2	4,500.00	9,000.00
7	Terminais bi-metálicos 70mm <sup>2</sup>	un	5	255.00	1,275.00
8	Gancho curvo M16	un	16	110.00	1,760.00
<b>SUBTOTAL – A</b>					<b>254,812.10</b>
<b>B - MAO DE OBRA</b>					
<b>Descrição</b>		<b>Qtd</b>		<b>Valor</b>	<b>Valor Total (MTs)</b>
Mão de Obra				50,962.00	50,962.00
<b>SUBTOTAL – B</b>					<b>50,962.00</b>
<b>C – TRANSPORTE</b>					
<b>Descrição</b>		<b>Qtd</b>		<b>Valor</b>	<b>Valor Total (MTs)</b>
Transporte		1		12,740.61	12,740.61
Imprevistos				100,000.00	100,000.00
<b>SUBTOTAL – C</b>					<b>112,740.61</b>
<b>RESUMO</b>					
<b>TOTAL GERAL</b>					<b>418,514.71</b>

Nota: Os valores apresentados nesta tabela correspondem às especificações e necessidades identificadas na área de serviço ao cliente de Xai-Xai e foram calculados com base nos preços vigentes no mercado local.

## **5.6. Conclusão**

A estimativa de custos desempenha um papel crucial na avaliação da viabilidade das soluções propostas. Com base nos dados apresentados, é possível planejar as intervenções necessárias para reduzir as perdas de energia elétrica no sistema de baixa tensão, garantindo tanto a eficiência quanto a sustentabilidade econômica das operações.

## **CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES E SUGESTÕES**

### **6.1. CONCLUSÕES**

Depois de feito o trabalho, conclui-se que:

- As cargas apresentavam um comprimento que excede ao permitido pelo regulamento (RTIEBT) que é de 300m, o que provocou maiores perdas por efeito de joule chegando a criar um prejuízo financeiro de 168.923,31MZN mensal resultantes dos 6 PTs que estavam sobrecarregados.
- Feito o melhoramento reduziu se as perdas por efeito de joule, chegando a criar um prejuízo financeiro de 11.212,99 MZN mensal
- Os PTSs, 0030, 0036, 0079, 0116, 0138 e 0237 apresentavam maiores quedas de tensão, de, 82.5V, 91.84V, 91.2V, 94.54V, 76.93V e 63.72V respectivamente, criando a fraca qualidade de energia ao consumidor, pois o mesmo recebia energia eléctrica com tensões baixas. Feito o melhoramento todos estes PTSs acima referidos apresentam quedas de tensão menores ou igual a 20V recomendado pelo regulamento.
- Além das perdas técnicas acima referidas, também foram identificadas as perdas não técnicas, sendo estas as mais prevalentes. Identificou-se que as perdas comerciais, em particular, representam uma parcela significativa das perdas totais de energia, com destaque para o furto, ligações clandestinas e fraudes nos medidores. Além disso, constatou-se que a fraude é a principal causa das perdas não técnicas, influenciada principalmente pela pobreza e pelo alto custo de aquisição de energia.

### **6.2. SUGESTÕES**

Com base nas descobertas da pesquisa e nas conclusões apresentadas, sugerimos as seguintes recomendações à EDM:

- Ao construir as redes de distribuição de energia eléctrica de BT, o comprimento das redes não exceda 500m. Para isso, não se deve ligar a qualquer consumidor sem que verifique o comprimento da rede.
- Recomenda se que sempre haja leituras das cargas para evitar as sobrecargas, sobretudo na hora de pico.

- **Investimento em Tecnologia Antifraude:** Considerando que a fraude é uma das principais causas das perdas não técnicas, recomenda-se que a EDM invista em tecnologias antifraude mais avançadas, como medidores inteligentes e sistemas de monitoramento em tempo real, para detectar e prevenir actividades fraudulentas de forma mais eficaz.
- **Intensificação da Fiscalização e Aplicação de Multas:** A EDM deve intensificar a fiscalização das redes eléctricas e aplicar multas mais rigorosas para aqueles que forem pegos em actividades ilegais, como furto de energia e ligações clandestinas. Isso ajudará a dissuadir comportamentos desviantes e a proteger os activos da empresa.
- **Campanhas de Conscientização e Educação:** Além das palestras sobre eficiência energética, a EDM pode realizar campanhas de conscientização mais amplas nas comunidades, destacando os impactos negativos do furto e das fraudes de energia, e promovendo uma cultura de legalidade e responsabilidade entre os consumidores.
- **Parcerias com Instituições de Justiça e Governo:** A EDM deve continuar a fortalecer suas parcerias com instituições de justiça e governo para combater eficazmente o furto de energia e as actividades ilegais. Isso pode incluir a troca de informações, a coordenação de esforços de fiscalização e o apoio mútuo em acções legais contra infractores.
- **Investimento em Infra-estrutura e Manutenção:** É essencial que a EDM continue investindo na modernização e manutenção de sua infra-estrutura de rede eléctrica para reduzir perdas técnicas. Isso inclui a substituição de equipamentos obsoletos, a melhoria da qualidade das linhas de transmissão e a implementação de sistemas de monitoramento para identificar e corrigir problemas rapidamente.
- **Cadastramento da Rede de Baixa Tensão, de Clientes e Instalação de Contagem Geral nos PTs:** é importante que a EDM invista no Cadastramento da Rede e de Clientes, e que instale Contadores nos PTs que permitam assumir de forma categórica a origem das perdas de um determinado PT, assim como determinar o maior foco de perdas.

- **Monitoramento e Avaliação Contínua:** Por fim, é importante que a EDM estabeleça um sistema de monitoramento em tempo real e avaliação contínua para acompanhar a eficácia das medidas adoptadas na redução das perdas de energia. Isso permitirá ajustes e melhorias constantes com base em dados reais e feedback do campo.

## BIBLIOGRAFIA

- [1]. **CAROLINA, P. M.**(2022). *Redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão*. Coimbra: ISEPC-Instituto Superior de Engenharia politécnico de Coimbra, relatório de estágio Mestrado.
- [2]. **DAVUCA, E. P.** (2022). *Electrificação zona de Mukhatine, bairro Boquisso*. Maputo: Faculdade de Engenharia, UEM-Universidade Eduardo Mondlane, Relatório de Estágio.
- [3]. **MANGANHELA, D. P.** (2023). *Redução de perdas de Energia Eléctricas nas Redes de Distribuição*. Maputo: Faculdade de Engenharia, UEM-Universidade Eduardo Mondlane, Relatório de Estágio.
- [4]. **CODEXUTILITIES.COM.BR/perdas-técnicas-de-energia-causas-tipos-estratégias**.
- [5]. **J.A CIPOLI, M.A. MARCO, N. SIMÃO.**(2001). “Metodologia para Avaliação e Medição das Perdas Técnicas, Comerciais e Totais da Distribuição”.Brasília: UFSM- Universidade Federal de Santa Maria.
- [6]. **SARAIVA, D. M. G.** (2023). Processo de inovação no desenvolvimento de um dispositivo para combater as perdas não técnicas de energia elétrica causadas por intervenção com imã de neodímio em medidores. Ceará: UFC- Universidade Federal de Ceará, tese de Bacharelato.
- [7]. **D. P. BERNARDON.** Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição, Brasília: UFSM - Federal University of Santa Maria.
- [8]. **[HTTPS://WWW.EDM.FLEXIBIHOST.COM/PT/website/page/capitulo-10](https://www.edm.flexibihost.com/pt/website/page/capitulo-10)**.
- [9]. **[HTTPS://WWW.JUSBRASIL.COM.BR/artigos/aplicacao-de-multa-pela-concessionaria-de-energia-eletrica-atraves-do-toi-conheca-seus-direitos/179512237](https://www.jusbrasil.com.br/artigos/aplicacao-de-multa-pela-concessionaria-de-energia-eletrica-atraves-do-toi-conheca-seus-direitos/179512237)**.
- [10]. **JOÃO, R. C. R.** (2022). Dimensionamento de cabos BT/caminho de Cabos. Porto: FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

- [11]. [GOLDENERGY.PT, \(2006\) /glossario/sistema-eletrico-nacional-sen/](#)
- [12]. JONE, AIME SOZINHO, (2022). Maputo: Faculdade de Engenharia, UEM- Universidade Eduardo Mondlane, Relatório de Estágio.
- [13]. ARENE.ORG.MZ,(2024)wp-content/uploads/2024/11/Boletim-Estatistico-Trimestral-do-Subsector-de-Electricidade.
- [14]. JOÃO T. V. F.,(2018), Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão.Coimbra: Instituto Superior de Engenharia de Coimbra.
- [15]. WISE.TRANSFORMADORES.com.br/quais-s:ao-os-tipos-de-transformadores-elétricos.

## APÊNDICE

**GUIÃO DE ENTREVISTA**

I. Perfil sociodemográfico

Nome do Entrevistado:

Cargo/Ocupação na EDM:

Tempo de experiência na EDM:

II. Dados relacionados com as perdas de energia

2.1. Qual é o tipo de perdas de energia mais frequentes na EDM?

2.2. Nas perdas comerciais, quais são as mais comuns que a EDM tem sofrido?

2.3. Das perdas não técnicas alistadas em 2, qual é a que tem maior ocorrência?

2.4. Quais as razões que levam à ocorrência sucessiva das perdas não técnicas indicada em 2.3?

2.5. Quais as estratégias que a EDM tem adoptado de modo a diminuir perdas de energia?

2.6. O que a EDM tem feito, quando seus clientes ou não optam por comportamentos desviantes, como é o caso de vandalização de material eléctrico e furto de energia eléctrica?

2.7. Será que a EDM tem feito palestras nas comunidades?

a) Sim \_\_\_\_\_ b) Não \_\_\_\_\_.

2.7.1 Se sim, com que periodicidade?

2.8. Existem equipamentos antifurtos e/ou antifraudes?

2.9. As perdas de energia que se verificam a nível local ou nacional, influenciam no aumento de taxa de energia?





**Apêndice 3 Melhoria e Expansão da Rede**

TABELA DE COLECTA DE DADOS DE INSPENÇÃO DE CLIENTES

DATA 04/04/2024

NOME	Nr. CONTADOR	Nr. PTS	T(V)	DIV	LAMP	TOM	TARIFA	OBSERVAÇÃO
Jelux Al. Machado	54116052933	✓	20	3	4	11	TD	565716
Domingos A. Bila	54205751230	✓	✓	1	2	5	TD	565705
Saulo Paulo Machado	54130387365	✓	✓	1	1	4	TD	565710
Jelux F. Chissel	04267007799	✓	✓	3	5	13	TD	565651
Linda A. Chongo	07118948848	✓	✓	2	3	6	TD	565610
Edilberto	01350734644	✓	✓	1	2	1	TD	565647
Marta A. V. Chivoca	30280147502	✓	✓	2	4	7	TD	565507
Jairo Chivoca	03466280445	✓	✓	3	5	10	TD	565501
Domingos Antão	12402894922	✓	✓	1	2	4	TD	565517
Nelson J. J. J.	121316760780	✓	✓	4	2	3	TD	565544
Aissa Tula Lampa	07104100933	✓	✓	1	2	5	TD	565452
Indesi C. Zimbe	54219253650	✓	✓	2	4	7	TD	565445
Milton L. Malane	07119963598	✓	✓	2	3	6	TD	565387
Francisca Chilubo	542049666150	✓	✓	2	4	7	TD	565352
Daniel Junior Malane	04288282820	✓	✓	3	5	12	TD	565382
Luis Paulo Tivane	54203640393	✓	✓	2	3	7	TD	565335
	30280220119	✓	✓	2	4	6	TD	565247
Jose Joaquim Malasse	54105004606	✓	✓	2	2	5	TD	565244
Jelux F. M. Pachava	013413993505	✓	✓	1	4	4	TD	565231
Fernando F. Vaquele	30280031623	✓	✓	3	5	6	TD	565206
Armando F. Vaquele	30280142156	✓	✓	3	14	9	TD	565193
Domingos A. Vembere	01351553878	✓	✓	2	3	7	TD	565244
	22128996397	✓	✓	2	3	3	TD	565253
Marta A. Vembere	04267000463	✓	✓	1	2	5	TD	565243
Almirante A. Walle	01344455090	✓	✓	3	4	10	TD	565204
Admirante A. Walle	013410196086	✓	✓	2	4	8	TD	565206
Ada Imbe Bila	14478314926	✓	✓	1	2	4	TD	565226
	01346575806	✓	✓	3	5	10	TD	565211
Carla Joaquim Bila	54216412863	✓	✓	2	5	6	TD	565236
Marta Joaquim Bila	07118863146	✓	✓	2	3	7	TD	565123

TECNICOS - ELIAS JOSE MASSINGOTT  
Luis Amadio Boca

Apêndice 4 Ficha de Inspeção



ELECTRICIDADE  
DE MOÇAMBIQUE, E.P.

Nº 299 /CDPRM-CH  
2024

**ZONA DE SERVIÇO AO CLIENTE DE CHIBUTO**

Exmo.Sr. (a) Mesmino Antonio Ombe  
Bairro: canhanda  
Mec/PF200043969 Contador/22131686051 Cell: X555587 Y 7269380

Nossa Referência	Data	Contacto
06 /ZSCCBT/2024	16-04-2024	28272016
No. de Páginas: 1		


**Assunto: Débito de consumo não faturado devido a irregularidade na instalação**

Estimado cliente, como é de vosso conhecimento, no passado dia 15 Abril de 2024, efectuámos uma verificação às condições de exploração da instalação de utilização de energia eléctrica, cujo resultado lhe foi comunicado, na data referida, onde detectou-se a existência duma irregularidade (**Ligacao Directa**) da qual resultaria um débito que posteriormente lhe seria entregue.

Neste sentido, junto remetemos a Nota de Débito no valor de **22.791.00MT**. Este valor deverá ser pago no prazo de 7 dias, a partir da data da recepção deste ofício, findo o qual, a EDM tomará medidas administrativas de acordo com a **Lei nº12/2022 de 11 de Julho**.

Para mais esclarecimentos sobre o assunto, queira por favor, dirigir-se, munido da presente carta, ao sector de atendimento público na Av. Ngungunhane.

Atenciosamente,

  
Chefe da ZSC de Chibuto  
Arlindo Silvano Brito  
ZSC DE CHIBUTO

Página 1 (1)



Apêndice

6

Contador

Mofasico

e

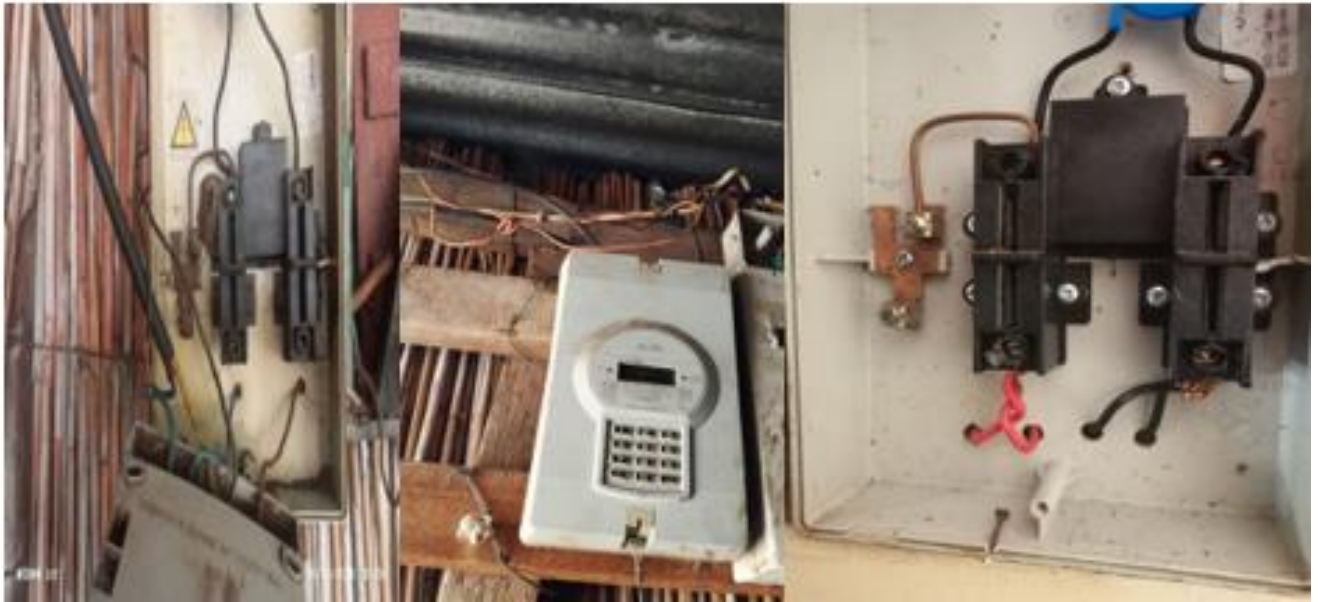
trifásico

Split-Meter





Apêndice 8 Contador de Contagem Indirecta.



Apêndice 9 Forto de Energia Electrica

À DIRECÇÃO DA ÁREA DE SERVIÇO AO CLIENTE DE XAI-XAI

**Excelentíssimo Senhor Director**

No âmbito de um trabalho em curso, relacionado com o estudo de combate a perdas, na sua máxima redução, eu **Albano Fernando Luís Joaquim**, colaborador desta empresa, na ZSC Chibuto, venho por este meio pedir a permissão de V.Excia, para que me seja autorizado a obtenção de dados Comerciais referentes ao ano de 2023, a que antecipadamente agradece.

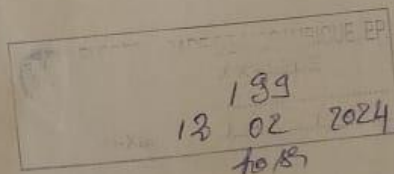
De salientar que a presente petição insere-se no trabalho do fim do curso, na Escola onde me encontro vinculado, a saber Instituto Superior Politécnico de Maputo,

Os referidos dados estão relacionadas com a percentagem de perdas referente ao ano acima mencionado.

Atenciosamente

Xai-Xai, aos 12 de Fevereiro de 2024

*Albano Fernando Luís Joaquim*



Apêndice 10 Carta de pedido de fornecimento de dados de 2023

A10.100

Apêndice 11 Carregamento dos PT's

ASCXXXXX - MEDICOES ELECTRICAS NOS POSTOS DE TRANSFORMACAO															
Nº	Nº PT	Técnico Responsavel	Localização	Sn (kVA)	Un (kV)	In (A)	Imax (A)	Corte Geral (A)	Verificacao do Orgao de Protecçao	TP (Ω)	TS (Ω)	Ir (A)	Is (A)	It (A)	Indice de Carga (%)
1	PTS0001	Siteo Licoze	B.Chicumbane Campo	315	0.40	455	546	630	Mudar	0	0	315	298	184	58%
2	PTS0002		B.1 Vetchene	250	0.40	361	434	0		0	0	24	39	32	9%
3	PTS0003		B.2 Chicumbane	250	0.40	361	434	0		0	0	13.9	56.8	10	7%
4	PTS0004		Casa Agraria Chicumbane	100	0.40	145	173	200	Mudar	0	0	67.2	18.2	54.4	32%
5	PTS0005		Chicumbane Benfica	250	0.40	361	434	S/Corte Geral	Mudar	0	0	141	129	158	39%
6	PTS0006		3 de Fevereiro chapa 80	200	0.40	289	347	0		0	0	27	42	47	13%
7	PTS0007		Aldeia 3 de fevereiro	200	0.40	289	347	250	Regular	0	0	190	128	170	56%
8	PTS0008		Wilson 3 Fevereiro	160	0.40	231	277	S/Corte Geral	Mudar	0	0	142	114	37	42%
9	PTS0009		Ngulelene B1	160	0.40	231	277	250	Regular	0	0	130	100	58	41%
10	PTS0010		Chipenhe B1	250	0.40	361	434	630	Mudar	0	0	48	18	140	19%
11	PTS0011		Povoação de Chipenhe	315	0.40	455	546	400	Regular	0	0	200	146	180	39%
12	PTS0012		Chissano Curvca	32	0.23	139	167	S/Corte Geral	Mudar	0	0	80			19%
13	PTS0013		Chissano Nguenha 1	32	0.23	139	167	S/Corte Geral	Mudar	0	0	65			16%

14	PTS0014	Chissano Nguenha 2	100	0.40	145	173	125	Regular	0	0	35	59	127	51%
15	PTS0015	Escola Secundaria de Chissano	250	0.40	361	434	250	Regular	0	0	49	43	101	18%
16	PTS0016	Povoação de Chissano	315	0.40	455	546	600	Regular	0	0	138	170	218	38%
17	PTS0263	Chissano Matavel	200	0.40	289	347	400	Mudar	0	0	32	43	32	12%
19	PTS0017	Chissano Wathe	32	0.23	139	167	S/Corte Geral	Mudar	0	0	105			25%
20	PTS0018	Licilo Lojas	200	0.40	289	347	400	Mudar	0	0	36	44	33	13%
21	PTS0019	Bairro 1 Aldeia Jules Nyerere	200	0.40	289	347	400	Mudar	0	0	145	156	207	59%
22	PTS0020	Bairro 2 Aldeia Jules Nyerere	160	0.40	231	277	250	Regular	0	0	101	97	120	46%
23	PTS0021	Bairro 2 Aldeia Jules Nyerere Hospital	200	0.40	289	347	400	Mudar	0	0	91	170	105	42%
24	PTS0022	Jules Nyerere 1 Zama Zama	315	0.40	455	546	250	Regular	0	0	45	89	49	13%
25	PTS0023	Jules Nyerere 2 Tanque de Agua	160	0.40	231	277	S/Corte Geral	Mudar	0	0	115	59	130	44%
26	PTS0024	Agostinho Neto	160	0.40	231	277	Gardy	Mudar	0	0	93	67	97	37%

27				0.40	231	277	400	Mudar	0	0	30	26	37	13%
28	PTS0264	Julios Nherere ( Prox. Loja Charifo )	160											
	PTS0265	Julios Nherere ( Prox. Loja Nhelete )	160	0.40	231	277	S/ Chapa	Mudar	0	0	0	0	23	3%
29	PTS0025	Povoação de Chicumbane	315	0.40	455	546	400	Regular	0	0	133	286	164	43%
30	PTS0026	Hospital Rural de Chicumbane	250	0.40	361	434	300	Regular	0	0	122	76	41	22%
31	PTS0027	Escola Secundaria de Chicumbane	250	0.40	361	434			0	0	75	97	132	28%

Macamo

32	PTS0028	Chicumbane Bairro 1 Muthemba	200	0.40	289	347	S/Corte Geral	Mudar	0	0	113	170	115	46%
33	PTS0029	OMM Bairro 4 Chicumbane	200	0.40	289	347	100	Regular	0	0	96	95	72	30%
34	PTS0030	OMM Bairro 1 Chicumbane	100	0.40	145	173	100	Regular	0	0	234	101	116	104%
35	PTS0031	OMM Bairro 3 Chicumbane	100	0.40	145	173	200	Mudar	0	0	77	66	95	55%
36	PTS0032	Chiconela Bairro 1	100	0.40	145	173	200	Mudar	0	0	12	3.4	87.9	24%
37	PTS0033	Chiconela Bairro 1	50	0.40	72	87	100	Mudar	0	0	56.7	55.9	38.5	70%
40	PTS0034	Vladimir Bairro 1	200	0.40	289	347	400	Mudar	0	0	90.4	40.1	108.7	28%
41	PTS0035	Vladimir Bairro 2	50	0.40	72	87	100	Mudar	0	0	5	4	5	6%
42	PTS0036	Vladimir Bairro 3	50	0.40	72	87	100	Mudar	0	0	75	119	51	113%
43	PTS0037	Zongoene Bairro 4 Lumane	50	0.40	72	87	100	Mudar	0	0	25	35	14.5	34%
44	PTS0038	Voz da Frelimo Bairro 1	100	0.40	145	173	200	Mudar	0	0	90	76	82	57%
45	PTS0039	Voz da Frelimo Bairro 2	100	0.40	145	173	200	Mudar	0	0	36	20	63	27%
46	PTS0040	Zongoene Bairro 4 Mbale	50	0.40	72	87	100	Mudar	0	0	30	14	17	28%
47	PTS0041	Zongoene Posto Administrativo	50	0.40	72	87	400	Mudar	0	0	32	37	50	55%
48	PTS0042	Zongoene Lojas Centro do Bairro	160	0.40	231	277	250	Regular	0	0	18	57	70	21%
49	PTS0043	Zongoene Cruzamento Nhabanga	100	0.40	145	173	630	Mudar	0	0	78	103	80	60%
	49	Padaria Mukokwene	630	0.40	910	1,092	630	Regular	0	0	205	287	408	33%
50	PTS0044	B.9 Comando PRM	500	0.40	723	867			0	0	292	255	260	37%

51	PTS0045	EN 1 Maneca	315	0.40	455	546			0	0	410	236	266	67%
52	PTS0046	B.12 Mercado Limpopo	500	0.40	723	867			0	0	203	237	346	36%
53	PTS0047	Central Eletrica /Supermer	400	0.40	578	694	630	Regular	0	0	343	212	261	47%
54	PTS0048	Quartel B,12	315	0.40	455	546			0	0	242	205	268	52%
55	PTS0049	Padaria Mukokwene	630	0.40	910	1,092			0	0	205	287	408	33%
56	PTS0050	Restaurante Capulana	500	0.40	723	867			0	0	345	340	327	47%

57	PTS0051	Comercial	Geomoc	200	0.40	289	347			0	0	240	76	143	53%
58	PTS0052	Gabinete do Governador Cidade	200	0.40	289	347			0	0	100	50	42	22%	
59	PTS0053	Soger INAR	630	0.40	910	1,092			0	0	176	157	196	19%	
60	PTS0054	Fenicelene	100	0.40	145	173			0	0	90	97	60	57%	
61	PTS0055	Povoação de Chilaulene	100	0.40	145	173			0	0	42	38	17	22%	
62	12		4390											#VALOR!	
63									0	0				#VALOR!	
64	PTS0056	Hospital Provincial	630	0.40	910	1,092			0	0	212	255	281	27%	
65	PTS0057	Estação de Bombagem	315	0.40	455	546			0	0	250	224	235	52%	
66	PTS0058	B.24 Patrice Lumumba Zona Policial	160	0.40	231	277			0	0	122	169	215	73%	
67	PTS0059	Residencia dos Professores P.Lumu	200	0.40	289	347			0	0	180	185	111	55%	

68	PTS0060		Patrice Lumumba	315	0.40	455	546			0	0	338	303	279	67%
69	PTS0061		Patrice Lumumba B.3	250	0.40	361	434			0	0	332	305	310	87%
70	PTS0062		Bomba de água-Campo B.11	160	0.40	231	277			0	0	11	62	84	23%
71	7			2030											#VALOR!
72										0	0				#VALOR!
73	PTS0063	Operação	B.10 Tavene	200	0.40	289	347			0	0	190	155	132	55%
74	PTS0064		UDA Bairro 10	100	0.40	145	173	160	Regular	0	0	68	98	107	63%
75	PTS0065		B.11 Radio Xai-Xai	315	0.40	455	546	400	Regular	0	0	348	375	229	70%
76	PTS0066		B.11 Empresa de agua	500	0.40	723	867	630	Regular	0	0	416	402	513	61%
77	PTS0067		Bairro 11 Cooperantes	630	0.40	910	1,092	630	Regular	0	0	405	393	502	48%
78	PTS0068		Cruzamento da Praia	630	0.40	910	1,092	630	Regular	0	0	357	465	481	48%
79	PTS0069		Bairro 5 Inhamissa Mocita	315	0.40	455	546	400	Regular	0	0	244	231	334	59%
80	7									0	0				#VALOR!
81	PTS0070		Sanda-Sanda 1	250	0.40	361	434	400	Regular	0	0	198	197	307	65%
82	PTS0071		Sanda-Sanda 2	315	0.40	455	546	500	Regular	0	0	404	275	340	75%
83	PTS0072		Tembene Silvano	100	0.40	145	173	400	Mudar	0	0	56	67	72	45%
84	PTS0073		Bairro 11 Mocita Banze	200	0.40	289	347	250	Regular	0	0	160	235	204	69%
85	PTS0074		P. Lumumba Djasse	160	0.40	231	277	400	Mudar	0	0	91	67	118	40%

86	PTS0075	Operação	USTM	160	0.40	231	277	250	Regular	0	0	97	113	79	42%	
87	PTS0076		P. Lumumba 2000	200	0.40	289	347	400	Mudar	0	0	116	172	221	59%	
88	7															#VALOR!
89	PTS0077		Patrice Lumumba (Oscar)	100	0.40	145	173	160	Regular	0	0	6	93	71	39%	
90	PTS0078		Patrice Lumumba Mapilelene	200	0.40	289	347	250	Regular	0	0	187	69	158	48%	
91	2									0	0					#VALOR!
92	PTS0079		Patrice Lumumba Quartel Militar	100	0.40	145	173			0	0	145	162	175	111%	
93	PTS0080		Patrice Lumumba Antigos Combat.	250	0.40	361	434			0	0	175	156	164	46%	
94	PTS0081		Patrice Lumumba 2º bairro	100	0.40	145	173			0	0	18	40	15	17%	
95	PTS0082		Patrice Lumumba 2º bairro-Marilio	100	0.40	145	173			0	0	20	133	142	68%	
96	PTS0083		Patrice Lumumba 2	160	0.40	231	277			0	0	111	157	203	68%	
97	PTS0084		Chinunguine zona de Abdul DAF	200	0.40	289	347			0	0	193	154	113	53%	
98	PTS0085		Macamwine-Projecto Mercado	200	0.40	289	347			0	0	107	119	100	38%	
99	PTS0086		Chinunguine Projecto Tanque Fipag	160	0.40	231	277			0	0	69	113	195	54%	
100	8														#VALOR!	
101	PTS0087	Chinunguine zona da Maimuna	100	0.40	145	173			0	0	27	59	60	34%		
102	PTS0088	Macamwine 2	200	0.40	289	347			0	0	222	212	219	75%		

103	PTS0089	Macamwine Mabolhelene	100	0.40	145	173			0	0	4	14	7	6%
104	3								0	0				#VALOR!
105	PTS0090	Praia de Xai-Xai antes da Rotunda	100	0.40	145	173			0	0	12	19	28	14%
106	PTS0091	Praia de Xai-Xai casa Protocolar	100	0.40	145	173			0	0	29	7	12	11%
107	PTS0092	Joson-Praia de Xai-Xai	100	0.40	145	173			0	0	8	6	4	4%
108	PTS0093	Rotunda da Praia	200	0.40	289	347			0	0	66	85	159	36%
109	PTS0094	Praia de Xai-Xai	315	0.40	455	546			0	0	105	141	147	29%
110	PTS0095	Campismo	315	0.40	455	546			0	0	78	97	53	17%
111	33		7175											#VALOR!
112														#VALOR!
113	PTS0096	Posto de Cobraça	500	0.40	723	867	630	Regular	0	0	420	298	248	45%
114	PTS0097	Bairro 2 da Cidade-Botas	200	0.40	289	347	160	Regular	0	0	123	130	158	47%

115	PTS0098	Bairro 7 Wenela	315	0.40	455	546	500	Regular	0	0	206	206	214	46%
116	PTS0099	Phuza Kola-Inhamissa	200	0.40	289	347	250	Regular	0	0	184	211	181	66%
117	PTS0100	Escola Anexa-CFPP	200	0.40	289	347	350	Regular	0	0	202	150	171	60%
118	PTS0101	CFPP B.3 Inhamissa	200	0.40	289	347	250	Regular	0	0	145	212	80	50%
119	PTS0102	Linha Ferrea	200	0.40	289	347	250	Regular	0	0	108	87	72	31%

Manutenção

120	PTS0103	Bairro 2 Inhamissa	200	0.40	289	347			0	0	175	89	163	49%
121	PTS0104	B.3 M.Nguaby-Josué	200	0.40	289	347	630	Mudar	0	0	138	76	123	39%
122	PTS0105	B. Marien Nguaby-Nhabay	315	0.40	455	546	300	Regular	0	0	241	192	255	50%
123	PTS0106	Bairro 2 Marien Nguaby	315	0.40	455	546			0	0	203	245	111	41%
124	PTS0107	Escola de Artes Ofícios	200	0.40	289	347	400	Mudar	0	0	129	115.7	148.1	45%
125	PTS0108	Carioca	200	0.40	289	347	200	Regular	0	0	124	101	153.8	44%
126	PTS0109	Zuleca-M. Nguaby	200	0.40	289	347	400	Mudar	0	0	77	75.5	41.5	22%
127	PTS0110	Cruz Vermelha	250	0.40	361	434	160	Regular	0	0	304	236	188	67%
128	PTS0111	M. Nguaby Unid 7 Shoprite	200	0.40	289	347	160	Regular	0	0	152	120	117	45%
129	PTS0112	M. Nguaby Unid 7 Inst. Linguas	315	0.40	455	546	160	Regular	0	0	280	245	118	47%
130	PTS0113	Ndambine 2000 Quartel da FIR	100	0.40	145	173	250	Mudar	0	0	42	70.4	32.7	33%
131	PTS0114	Ndambine 2000	200	0.40	289	347	160	Regular	0	0	141	157.1	160.7	53%
132	PTS0115	Ndambine 2000 Escola	200	0.40	289	347	160	Regular	0	0	165	158	156	55%
133	PTS0116	Ndambine 2000	100	0.40	145	173	160	Regular	0	0	145	200	144	113%
134	PTS0117	Fidel Castro En-1	200	0.40	289	347	400	Mudar	0	0	125	171	146	51%
135	PTS0118	Fidel Castro Mercado	315	0.40	455	546	500	Regular	0	0	301	221	160	50%
136	23													#VALOR!
137														#VALOR!

138	PTS0119	Operação	Marien Nguaby B. Pareque	160	0.40	231	277			0	0	150	125	158	62%
139	PTS0120		Ndambine 2000 Pareque	250	0.40	361	434			0	0	75	98	100	25%
140	PTS0121		Ndambine 2000 Mazione	250	0.40	361	434			0	0	155	45	90	27%
141										0	0				#VALOR!
142	PTS0122		Cavelene B.4 Chongoene-Matusse	25	0.40	36	43			0	0	16	10	0	24%
143	PTS0123		Maciene Maramine	160	0.40	231	277	400	Mudar	0	0	11	43	21	11%

144	PTS0124	USC Chidenguele	Maciene Projecto	160	0.40	231	277			0	0	62	84	28	25%
145	PTS0125		Nhantsembene	160	0.40	231	277			0	0	35	38	7	12%
146	PTS0126		Selevene Nhamavila (Monof)	32	0.40	46	55			0	0	9	0	0	6%
147	PTS0127		Nhamavila	50	0.40	72	87			0	0	30	37	48	53%
148	PTS0128		Chizavane Ministro Projecto	100	0.40	145	173	160	Regular	0	0	15	22	7	10%
149	PTS0129		Chizavane -Lojas	50	0.40	72	87	100	Mudar	0	0	45	30	18	43%
150	PTS0130		Chizavane Povoação	100	0.40	145	173			0	0	57	41	29	29%
151	PTS0131		Nascer do Sol Praia de Chizavane	100	0.40	145	173			0	0	83	21	33	32%
152	PTS0132		Inkadine	160	0.40	231	277	250	Regular	0	0	15	9	2	4%
153	PTS0133		Matimula	50	0.40	72	87			0	0	32	14	18	30%
154	PTS0134		Matimbine	50	0.40	72	87	100	Mudar	0	0	20	17	22	27%

155	PTS0135	Missão Chidenguele	160	0.40	231	277	100	Regular	0	0	22	22	12	8%
156	PTS0136	Chidenguele Povoação	160	0.40	231	277	400	Mudar	0	0	45	49	64	23%
157	PTS0137	Alcar Chidenguele 1 Lagoa Khicoluene	50	0.40	72	87	160	Mudar	0	0	4	4	5	6%
158	PTS0138	Alcar khicoluene	30	0.40	43	52	160	Mudar	0	0	41	68	38	113%
159	PTS0139	Kwazi Lodge - Chidenguele	250	0.40	361	434			0	0	154	125	64	32%
160	PTS0140	Lagoa de Chidenguele Massango	25	0.40	36	43			0	0	5	8	10	21%
161	PTS0141	Lagoa de Chidenguele 1	160	0.40	231	277			0	0	42	19	97	23%
162	PTS0142	Lagoa de Chidenguele 2 Mopeia	160	0.40	231	277			0	0	79	115	68	38%
163	PTS0143	Vila Olimpica de Chidenguele	50	0.40	72	87			0	0	15	32	29	35%
164	PTS0144	Lake View Tsewine-Chidenguele	50	0.40	72	87			0	0	27	11	6	20%
165	PTS0145	Madendere	100	0.40	145	173			0	0	33	26	20	18%
166	PTS0146	Maviene	50	0.40	72	87			0	0	5	12	6	11%
167	PTS0147	Betula Lojas	100	0.40	145	173			0	0	65	44	78	43%
168	PTS0148	Betula Escola	50	0.40	72	87			0	0	36	17	47	46%
169	PTS0149	Dengoine Lojas	100	0.40	145	173			0	0	52	44	13	25%
170	PTS0150	Dengoine Escola	50	0.40	72	87			0	0	8	12	6	12%
171	PTS0151	Dengoine Hospital	50	0.40	72	87			0	0	21	10	5	17%
172														#VALOR!

173														#VALOR!
174	PTS0152	Bairro 11 Swithinine	250	0.40	361	434	400	Regular	0	0	82	130.5	174	36%
175	PTS0153	Marien Nguaby B. Sansao Muthemba	250	0.40	361	434	250	Regular	0	0	114.5	197.8	144.5	42%
176	PTS0154	Ndambine 2013 Fase II (Monofasico)	100	0.40	145	173	250	Mudar	0	0	28.5	9.5	9.1	11%
177	PTS0155	Reassentamento 2013 Fase I	160	0.40	231	277	400	Mudar	0	0	54.1	42.1	40	20%
178	PTS0156	Muhetane	50	0.40	72	87	100	Mudar	0	0	9.6	20	29.3	27%
179	PTS0157	Muhetane Fundo de Fomento p/Habita	50	0.40	72	87	160	Mudar	0	0	6.1	3.1	2.3	5%
180	PTS0158	INAV Centro de inspecção de viaturas	100	0.40	145	173	100	Regular	0	0	31	42	39	26%
181	PTS0159	Chongoene Senta Baixo	315	0.40	455	546	400	Regular	0	0	110	119	125	26%
182	PTS0160	Chongoene zona senta baixo Aldeia	100	0.40	145	173	125	Regular	0	0	21	38	50.5	25%
183	PTS0161	Povoacao de Chongoene	200	0.40	289	347	630	Mudar	0	0	257	197	207	76%
184	PTS0162	Missão Chongoene	160	0.40	231	277	160	Regular	0	0	54.5	73.5	90.2	31%
185														#VALOR!
186	PTS0163	Nhokuene Monofasico Armenio	16	0.23	70	83			0	0	88			42%
187	PTS0164	Nhokuene Monofasico Intermedio	25	0.23	109	130			0	0	105			32%
188	PTS0165	Nhokuene Monofasico Casa Agraria	32	0.23	139	167			0	0	95			23%
189	PTS0166	Siaia Irmas	160	0.40	231	277	250	Regular	0	0	37.5	62	9.7	16%
190	PTS0167	Siaia 1	160	0.40	231	277			0	0	96	95	97	42%

Manutenção

191	PTS0168	Siaia Depois das Lojas (Monofasico)	25	0.23	109	130			0	0	10.1			3%
192									0	0				#VALOR!
193	PTS0169	Poiombo Aldeia Projecto	200	0.40	289	347	250	Regular	0	0	52	59	70	21%
194														#VALOR!
195	PTS0170	Nhacutse bairro 5	250	0.40	361	434	250	Regular	0	0	52	59	70	17%
196	PTS0171	Nhacutse bairro 4	160	0.40	231	277	160	Regular	0	0	43.9	41.5	44.5	19%
197	PTS0172	Nhacutse bairro 4	25	0.25	100	120			0	0	3.7			1%
198	PTS0173	Nhacutse bairro 3	160	0.40	231	277	160	Regular	0	0	83	57	52.8	28%
199	PTS0174	Nhacutse bairro 2	250	0.40	361	434	250	Regular	0	0	40.2	45.2	40	12%
200	PTS0175	Nhacutse bairro 2	50	0.40	72	87	80	Regular	0	0	13.1	8.1	26.1	22%
201	PTS0176	Nhacutse bairro 1	160	0.40	231	277	160	Regular	0	0	34.9	49.1	45	19%

202	PTS0177	Nhacutse bairro 1	250	0.40	361	434	250	Regular	0	0	191	117	182	45%
203														#VALOR!
204	PTS0178	Bungane Aldeia	250	0.40	361	434	250	Regular	0	0	8.5	10.5	23.5	4%
205	PTS0179	Bungane Escola	32	0.23	139	167	160	Regular	0	0	9.3			2%
206														#VALOR!
207	PTS0180	Gumulene bairro 4	100	0.40	145	173			0	0	58	47	26	30%

208	PTS0181	Gumulene bairro 1	100	0.40	145	173			0	0	31	18	38	20%
209									0	0				#VALOR!
210	PTS0182	Koca-Missava Hospital	50	0.40	72	87			0	0	33	9	26	31%
211	PTS0183	Koca-Missava Igreja	160	0.40	231	277			0	0	72	96	98	38%
212	PTS0184	Koca-Missava Mercado	250	0.40	361	434			0	0	106	88	123	29%
213	PTS0185	Malehice Soto	50	0.40	72	87			0	0	9	28	47	39%
214	PTS0186	Mulhavisse	100	0.40	145	173			0	0	28	32	40	23%
215	PTS0187	Malehice Carpintaria	100	0.40	145	173					35	69	36	32%
216	PTS0188	Malehice Chissano	200	0.40	289	347			0	0	144	97	76	37%
217	PTS0189	Jantigue Padaria	63	0.40	91	109			0	0	32	26	30	32%
218														#VALOR!
219	SE4	SE Eduardo Mondlane	500	11.00	26	32			0	0				0%
220	PTS0190	Eduardo Mondlane	32	0.23	139	167			0	0	26	12	26	15%
221	PTS0191	Eduardo Mondlane	32	0.23	139	167			0	0	139	122	116	90%
222	PTS0192	Eduardo Mondlane	32	0.23	139	167			0	0	20	8		7%
223	PTS0193	Eduardo Mondlane	32	0.23	139	167			0	0	15	6		5%
224	PTS0194	Eduardo Mondlane	32	0.23	139	167			0	0	14	11		6%
225	PTS0195	Eduardo Mondlane	32	0.23	139	167			0	0	23	12		8%

226	PTS0196	Eduardo Mondlane	32	0.23	139	167			0	0	9	7		4%
227	PTS0197	Eduardo Mondlane	32	0.23	139	167			0	0	11	6		4%
228									0	0				#VALOR!
229	PTS0198	Mutchuquete	200	0.40	289	347			0	0	9	20		3%
230														#VALOR!

231	PTS0199	ZSC Chibuto	Uahamusse	200	0.40	289	347			0	0	20	4	3	3%
232	PTS0200		Chimundo Djasse	100	0.40	145	173			0	0	108	96	91	68%
233	PTS0201		Chimundo 70 Casas	250	0.40	361	434			0	0	105	104	87	27%
234															#VALOR!
235	PTS0202		Chimundo Expansao	100	0.40	145	173			0	0	79	68	63	48%
236	PTS0203		Chimundo Silva	200	0.40	289	347			0	0	127	84	101	36%
237	PTS0204		Chimundo Joana	200	0.40	289	347			0	0	63	91	137	34%
238	PTS0205		Chimundo Escola	160	0.40	231	277			0	0	51	25	15	13%
239	PTS0206		Cruz Vermelha	250	0.40	361	434			0	0	103	85	55	22%
240										0	0				#VALOR!
241	PTS0207		Mudada	200	0.40	289	347			0	0	48	15	28	10%
242	PTS0208		Mudada Soeto	250	0.40	361	434			0	0	156	180	163	46%

243							0	0				#VALOR!
244	PTS0209	25 de Junho 1	250	0.40	361	434	0	0	10	38	26	7%
245	PTS0210	25 de Junho 2	160	0.40	231	277	0	0	8	38	26	10%
246	PTS0211	25 de Junho 3	250	0.40	361	434	0	0	21	16	42	7%
247	PTS0212	Samora Machel 4	250	0.40	361	434	0	0	8	15	8	3%
248	PTS0213	Samora Machel 5	250	0.40	361	434	0	0	55	62	82	18%
249	PTS0214	Samora Machel 6	250	0.40	361	434	0	0	31	31	59	11%
250	PTS0215	Carpintaria	315	0.40	455	546	0	0	209	304	263	57%
251	PTS0216	25 de Junho	250	0.40	361	434	0	0	62	58	40	15%
252	PTS0217	Central	630	0.40	910	1,092	0	0	230	252	234	26%
253	PTS0218	Mercado Central	200	0.40	289	347	0	0	66	39	35	16%
254	PTS0219	Bairro 2 da Cidade	315	0.40	455	546	0	0	158	117	209	35%
255	PTS0220	Missavene	100	0.40	145	173	0	0	152	45	127	75%
256	PTS0221	Unidade	160	0.40	231	277	0	0	36	9	80	18%
257	PTS0222	Hotel	315	0.40	455	546	0	0	70	110	107	21%
258	PTS0223	1° de Maio	160	0.40	231	277	0	0	103	110	89	44%
259							0	0				#VALOR!

260	PTS0224	Macalawane	32	0.23	139	167			0	0	26	21	33	19%
261									0	0				#VALOR!
262	PTS0225	Macalawane	32	0.23	139	167			0	0	30	9	12	12%
263									0	0				#VALOR!
264	PTS0226	Mokhotuene 1	160	0.40	231	277			0	0	37	28	24	13%
265	PTS0227	Mukhotuene 2	100	0.40	145	173			0	0	32	38	22	21%
266	PTS0228	Mukhotuene 3	160	0.40	231	277			0	0	27	19	18	9%
267	PTS0229	Mukotue 4	160	0.40	231	277			0	0	18	20	23	9%
268														#VALOR!
269	PTS0230		50	0.40	72	87			0	0	32	24	8	30%
270														#VALOR!
271	PTS0231	5° Bairro	32	0.23	139	167			0	0	26			6%
272	PTS0232	Ndavene	32	0.23	139	167			0	0	37			9%
273	PTS0233	Chanwane	50	0.40	72	87			0	0	2	39	20	28%
274	PTS0234	Macave	160	0.40	231	277			0	0	86	94	71	36%
275	PTS0235	Central/Cimento	250	0.40	361	434			0	0	190	196	197	54%
276	PTS0236	Josina Machel	250	0.40	361	434			0	0	10	58	33	9%
277	PTS0237	Liberdade Ndambine 2000	160	0.40	231	277			0	0	270	263	175	102%

278	PTS0238	Dingane 1	100	0.40	145	173			0	0	65	21	25	26%
279	PTS0239	Dingane 2	100	0.40	145	173			0	0	14	22	7	10%
280	PTS0240	Alto	250	0.40	361	434			0	0	170	271	190	58%
281	PTS0241	Eduardo Mondlane	200	0.40	289	347			0	0	150	160	234	63%
282	PTS0242	Mapandane	50	0.40	72	87			0	0	10	18	31	27%
283	PTS0243	Pinda B	200	0.40	289	347			0	0	60	40	33	15%
284	PTS0244	Mausse	100	0.40	145	173			0	0	7	6	8	5%
285	PTS0245	Macheca-Homo	50	0.40	72	87			0	0	2	1	1	2%
286	PTS0246	Chalala Lojas	32	0.23	139	167			0	0	3			1%
287	PTS0247	Bocodane	100	0.40	145	173			0	0	15	18	15	11%
288	PTS0248	Machachuvane	50	0.40	72	87			0	0	1	1	1	1%

289	PTS0249	ZSC Manjacaze	Machachuvane Aldeia	160	0.40	231	277			0	0	7	1	1	1%
290	PTS0250	Chibonzane Aldeia	50	0.40	72	87			0	0	5	7	4	7%	
291	PTS0251	Chibonzane Escola	50	0.40	72	87			0	0	6	8	6	9%	
292	PTS0252	Massadzeni - Pedro Bule	200	0.40	289	347			0	0	9	1	8	2%	
293	PTS0253	Chiguitane	200	0.40	289	347			0	0	11	7	9	3%	
294	PTS0254	Machulane	200	0.40	289	347			0	0	84	122	84	33%	

295	PTS0255	Chalala	100	0.40	145	173			0	0	35	17	10	14%
296	PTS0256	Nwadjahane	100	0.40	145	173			0	0	21	8	4	8%
297	PTS0257	Riguane	100	0.40	145	173			0	0	3	1	1	1%
298	PTS0258	Larangeiras Adeia	100	0.40	145	173			0	0	2	9	3	3%
299	PTS0259	Canhine	100	0.40	145	173			0	0	7	12	7	6%
300	PTS0260	Djongue	100	0.40	145	173			0	0	3	2	1	1%
301	PTS0261	Macuacua Vila	250	0.40	361	434			0	0	49	42	22	10%
302	PTS0262	Macuacua Escola	160	0.40	231	277			0	0	10	16	15	6%
303	PTS0270	Baguidade - Dionísio	250	0.40	361	434			0	0	42	38	29	10%
304	PTS0280	Edson Macuácu	250	0.40	361	434			0	0	59	99	102	24%
305	PTS0281	nhocane OTM	250	0.40	361	434			0	0	101	77	110	27%
306	PTS0320	Bairro 4 nwahamuza	160	0.40	231	277			0	0	21	6	7	5%
307	PTS0321	Bairro 3 nwahamuza	160	0.40	231	277			0	0	12	3	8	3%
308	PTS0322	Bairro 4 nwahamuza	160	0.40	231	277			0	0	5	7	6	3%
309	PTS0323	Bairro 3 nwahamuza	250	0.40	361	434			0	0	53	7	58	11%
310	PTS0324	Bairro 2 nwahamuza	160	0.40	231	277			0	0	10	7	6	3%
311	PTS0325	Bairro 1 nwahamuza	160	0.40	231	277			0	0	12	15	5	5%
312	PTS0326	Bairro 2 nwahamuza	160	0.40	231	277			0	0	11	9	12	5%

313	PTS0327	Bairro 1 nwahamuza	250	0.40	361	434			0	0	15	7	9	3%
314	PTS0328	Bairro 4 nwahamuza		0.40	0	0			0	0				#DIV/0!

Apêndice 12 Tabela de secção para o cabo de alumínio

Alumínio		
Secção em mm <sup>2</sup>	Corrente em A	Densidade
16	53	3,31 A/mm <sup>2</sup>
25	70	2,8 A/mm <sup>2</sup>
35	86	2,46 A/mm <sup>2</sup>
50	104	2,08 A/mm <sup>2</sup>
70	133	1,9 A/mm <sup>2</sup>
95	161	1,694 A/mm <sup>2</sup>
120	186	1,55 A/mm <sup>2</sup>
150	214	1,426 A/mm <sup>2</sup>
185	245	1,324 A/mm <sup>2</sup>
240	288	1,2 A/mm <sup>2</sup>
300	331	1,103 A/mm <sup>2</sup>
400	397	0,992 A/mm <sup>2</sup>
500	456	0,913 A/mm <sup>2</sup>
630	527	0,836 A/mm <sup>2</sup>
800	612	0,765 A/mm <sup>2</sup>
1000	704	0,704 A/mm <sup>2</sup>
$I = S \times D$ $D = I/S$		