

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**LINHA MT - Aspectos construtivos, Projecto e
Manutenção**

Pedro Miguel Ferreira Cruz

Versão Final

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Co-orientador: Eng. António Guedes Mesquita

Junho de 2010

© Pedro Miguel Ferreira Cruz, 2010

A Dissertação intitulada

“LINHAS MT - ASPECTOS CONSTRUTIVOS, PROJECTO E MANUTENÇÃO”

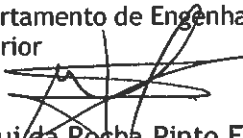
foi aprovada em provas realizadas em 19/Julho/2010

o júri

Presidente Professora Doutora Maria Teresa Ponce de Leão
Professor Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do
Porto



Professor Doutor João Paulo da Silva Catalão
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electromecânica da
Universidade da Beira Interior

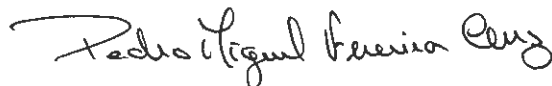


Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados.

Autor - **Pedro Miguel Ferreira Cruz**



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Aos meus pais

Resumo

Este relatório tem como objectivo descrever o trabalho realizado no âmbito dos projectos de fim de curso do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, que se desenvolveu na EDP Distribuição Energia, SA.

O trabalho teve a duração de 4 meses e incidiu no tema “Linha MT - Aspectos Construtivos, Projecto e Manutenção”. Neste sentido, desenvolveram-se vários projectos de linhas aéreas de média tensão a 15 kV, efectuou-se um estudo de uma rede específica, desde a média tensão até a baixa tensão, e efectuaram-se várias inspecções e fiscalizações a instalações, cuja concessão pertence a EDP Distribuição, com vista a manutenção e conservação das mesmas.

Para além destas actividades efectuou-se a elaboração de algumas aplicações, desenvolvidas em *Visual Basic* e *Excel*, com o objectivo de sistematizar e automatizar os cálculos efectuados analiticamente no âmbito da elaboração dos projectos de média tensão.

Abstract

This report aims to resume the work developed at EDP Distribuição Energia, SA in the course of the final projects of the Master in Electrical and Computers Engineering.

During the four months, the author developed studies in the subject of “MV-lines - Project, Construction and Maintenance”. Throughout this period several projects of medium voltage (15kV) were accomplished, furthermore, it was prepared a study of a specific network, from medium voltage to low voltage. Finally several inspections and audits were done to facilities belonging to EDP Distribuição, in order to repair and preserve them.

In parallel to this work, some applications were programmed, using the software Visual Basic and Excel, in order to automate and perform all the analytic calculations needed in a medium voltage project.

Agradecimentos

A realização deste trabalho só foi possível com o apoio e colaboração de um conjunto de pessoas. A todos os que participaram neste trabalho directamente ou indirectamente, desejo expressar o meu agradecimento:

Ao Professor José Rui da Rocha Pinto Ferreira, pelo apoio que me disponibilizou.

À empresa EDP Distribuição - Energia, SA por me ter concedido a oportunidade de realizar este trabalho.

Em especial, ao Director da Área Operacional de Penafiel, da EDP Distribuição - Energia, SA, o Sr. Engenheiro António Guedes Mesquita, e a toda a sua equipa, composta pelos Engenheiros Luís Pereira Leite, Rui Soares, José Manuel Moura, Daniel Pinto e Eduardo Almeida, pelos Técnicos Caetano da Silva, José Macedo, Adriano Pereira, Manuel Pinto, Marante Cardoso, entre muitos outros, pela enorme prestabilidade, pelo empenho e apoio que me concederam ao longo do trabalho.

Aos meus pais, Manuel Francisco Cruz e Maria Gracinda Cruz, por todo o apoio, compreensão e incentivo que me deram ao longo deste percurso académico.

Gostaria também de agradecer a alguns amigos pela amizade, apoio e companheirismo demonstrado.

A todos,
o meu muito obrigado.

Índice

| | |
|--------------------------------------------------------|-----------|
| Capítulo 1 | 1 |
| <i>Introdução</i> | 1 |
| 1.1 - Objectivos | 2 |
| 1.2 - Motivação | 2 |
| 1.3 - Calendarização | 2 |
| 1.4 - Breve descrição do trabalho | 3 |
| Capítulo 2 | 5 |
| <i>Linha de MT - Aspectos Construtivos</i> | 5 |
| 2.1 - Enquadramento Geral | 5 |
| 2.1.1 - Contextualização | 5 |
| 2.1.2 - Legislação..... | 6 |
| 2.1.3 - Licenciamento | 6 |
| 2.2 - Caracterização de uma Linha MT | 7 |
| 2.2.1 - Apoios..... | 7 |
| 2.2.2 - Condutores | 8 |
| 2.2.3 - Armações..... | 10 |
| 2.2.4 - Isoladores | 12 |
| 2.2 - Dimensionamento de uma Linha MT | 14 |
| 2.2.1 - Aspectos a considerar no dimensionamento | 14 |
| 2.2.2 - Traçado da Linha MT | 15 |
| 2.2.3 - Cálculo Eléctrico | 16 |
| 2.2.3.1 - Intensidade de corrente | 16 |
| 2.2.3.2 - Parâmetros da Linha | 17 |
| 2.2.3.3 - Queda de Tensão..... | 18 |
| 2.2.3.4 - Cálculo de Perdas | 19 |
| 2.2.4 - Cálculo Mecânico | 19 |
| 2.2.4.1 - Tensão de Montagem | 19 |
| 2.2.4.3 - Escolha dos apoios | 23 |
| 2.2.4.4 - Escolha das armações..... | 24 |
| Capítulo 3 | 25 |
| <i>O Projecto</i> | 25 |

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.1 - Rede de Distribuição em Baixa Tensão | 25 |
| 3.1.1 - Rede de Distribuição Aérea de BT..... | 25 |
| 3.1.1.1 - <i>Dimensionamento</i> | 26 |
| 3.2 - Posto de Transformação | 27 |
| 3.2.1 - Posto de Transformação Aéreo | 27 |
| 3.3 - Média Tensão | 28 |
| 3.3.1 - Motivo da Alteração | 28 |
| 3.3.2 - Problemas que podem surgir | 29 |
| 3.3.3 - Soluções adoptadas..... | 29 |
| 3.3.4 - Linha de Média Tensão Ariz - Vila Boa do Bispo..... | 29 |
| 3.3.4.1 - <i>Dimensionamento da Linha</i> | 29 |
| 3.3.4.1.1 - Cálculo mecânico | 30 |
| 3.3.5 - Linha Vila Boa do Bispo - Lajes II N° 318/MCN | 35 |
| 3.3.5.1.1 - Cálculo Eléctrico | 36 |
| 3.3.5.1.2 - Cálculo Mecânico..... | 38 |
| Capítulo 4..... | 43 |
| <i>Estudos e aplicações desenvolvidas no âmbito da elaboração do Projecto</i> | 43 |
| 4.1 - Estudo de Queda de Tensão na Rede BT | 43 |
| 4.2 - Estudo de Perdas na Rede BT..... | 44 |
| 4.3 - Estudo de Perdas no transformador | 45 |
| 4.4 - Estudo Financeiro (Orçamento) | 46 |
| 4.5 - Aplicação “Cálculo_Eléctrico” | 47 |
| 4.6 - Aplicação “Distância_Condutores” | 48 |
| Capítulo 5..... | 53 |
| <i>Estudo de Viabilidade Económica</i> | 53 |
| 5.1 - Valor Actualizado Líquido (VAL) | 54 |
| 5.2 - Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)..... | 55 |
| 5.3 - Período de Recuperação do Investimento (PRI)..... | 56 |
| Capítulo 6..... | 57 |
| <i>Manutenção e Conservação</i> | 57 |
| 6.1 - Linhas de Média Tensão | 58 |
| 6.2 - Postos de Transformação..... | 58 |
| 6.2.1 - PT aéreos | 59 |
| 6.2.2 - PT cabines | 60 |
| 6.3 - Rede de Baixa Tensão | 60 |
| Capítulo 7..... | 61 |
| <i>Conclusões e trabalhos futuros</i> | 61 |
| Glossário..... | 63 |
| Referências..... | 65 |
| Anexo A..... | 67 |
| <i>Características dos condutores de Al-Aço</i> | 67 |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Anexo B | 69 |
| <i>Tabelas</i> | 69 |
| Anexo C | 73 |
| <i>Estudos e Aplicação realizada para o Projecto</i> | 73 |
| C.1 - Estudo de Queda de Tensão..... | 74 |
| C.3 - Estudo de Viabilidade Económica | 76 |
| C.4 - Aplicação “Cálculo_Eléctrico” | 77 |
| C.5 - Aplicação “Distância_Condutores” | 79 |
| Anexo D | 81 |
| <i>Projectos desenvolvidos</i> | 81 |
| D.1 - PT Alpendurada - Sardanisca nº313/MCN..... | 83 |
| D.2 - Rotunda de Souselas | 87 |
| D.3 - PT Fregim - Covelas nº 387/AMT e PT Salvador do Monte - Barco..... | 89 |
| D.4 - PT Vilar Torno Alentem nº 290/LSD | 93 |
| Anexo E..... | 95 |
| <i>Fichas de Inspeções</i> | 95 |
| E.1 - Linhas de Média Tensão | 97 |
| E.2 - Postos de Transformação Aéreos | 99 |
| E.3 - Postos de Transformação Cabines..... | 101 |

Lista de Figuras

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 2.1 - Função dos Apoios. [8]..... | 8 |
| Figura 2.2 - Cabos de Alumínio nus com alma de Aço. [6]..... | 9 |
| Figura 2.3 - Evolução do preço do cobre nos últimos 5 anos (\$/ton). [7]..... | 9 |
| Figura 2.4 - Armações existentes. | 11 |
| Figura 2.5 - Isoladores de vidro (a esquerda) e de cerâmica (a direita). [11] | 12 |
| Figura 2.6 - Cadeia de Isoladores. [10]..... | 12 |
| Figura 2.7 - Hastes de descarga instaladas numa cadeia de isoladores. [11] | 13 |
| Figura 2.8 - Esquema equivalente em T de uma linha. [10]..... | 18 |
| Figura 2.9 - Árvore de decisão para determinação do estado mais desfavorável. [8] | 21 |
| Figura 2.10 - Vão em patamar. [8] | 22 |
| Figura 2.11 - Direção do vento no cálculo dos esforços suportados pelo apoio. [13] | 23 |
| Figura 3.1 - Cabo LXS torçada. [6] | 26 |
| Figura 3.2 - Perfil da Rede de Distribuição BT..... | 26 |
| Figura 3.3 - Posto de Transformação Aéreo. | 27 |
| Figura 3.4 - Perspectiva da Linha MT a modificar (Fonte SIT-DM)..... | 28 |
| Figura 3.5 - Ângulos a utilizar nos cálculos mecânicos (em graus). | 31 |
| Figura 3.6 - Perfil da Linha Ariz-Vila Boa do Bispo (Fonte SIT-DM)..... | 34 |
| Figura 3.7 - Perspectiva da Linha MT a construir (novo ramal) (Fonte SIT-DM)..... | 35 |
| Figura 3.8 - Ângulos a utilizar nos cálculos mecânicos (em graus). | 39 |
| Figura 3.9 - Perfil da Linha Vila Boa do Bispo-Lajes II (Fonte SIT-DM). | 42 |
| Figura 4.1 - Cálculo da Queda de Tensão na Saida 1 do PT. | 44 |
| Figura 4.2 - Gráfico com as Perdas dos Transformadores escolhidos para o estudo. | 45 |
| Figura 4.3 – Interface de inserção de dados na aplicação "Cálculo_Eléctrico". | 47 |
| Figura 4.4 - Interface de inserção de dados na aplicação "Cálculo_Eléctrico" e cálculo dos parâmetros da linha. | 48 |
| Figura 4.5 – Interface de inserção de dados na aplicação "Distância_Condutores". | 48 |
| Figura 4.6 - Aplicação "Distância_Condutores" - Cálculo dos coeficientes de sobrecarga..... | 49 |
| Figura 4.7 - Aplicação "Distância_Condutores" – Inserção dos dados da linha em estudo..... | 50 |
| Figura 4.8 - Aplicação "Distância_Condutores" – Resultados da linha em estudo (Distância entre condutores). | 50 |
| Figura 4.9 - Aplicação "Distância_Condutores" – Resultados da linha em estudo (tensões e flechas de montagem). | 51 |

Figura 6.1 - PT a precisar de manutenção (à esquerda verificamos a degradação da tela de impermeabilização, à direita podemos visualizar a degradação do revestimento interior (Pintura))..... 59

Lista de Tabelas

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1.1 - Calenderização do estágio..... | 2 |
| Tabela 2.1 - Distâncias mínimas adoptadas na EDP Distribuição. | 15 |
| Tabela 2.2 - Cálculo da Intensidade de corrente para alguns PT's a alimentar | 16 |
| Tabela 2.3 – Condições para o cálculo da flecha máxima..... | 21 |
| Tabela 3.1 - Tensões de montagem. | 30 |
| Tabela 3.2 - Esforços aplicados ao apoio 73A pelo vão 73-73A..... | 31 |
| Tabela 3.3 - Esforços aplicados ao apoio 73A pelo vão 73A-74..... | 32 |
| Tabela 3.4 - Esforços aplicados ao apoio 73A pelo vão 73A-1..... | 32 |
| Tabela 3.5 - Esforços totais aplicados ao apoio 73A. | 32 |
| Tabela 3.6 – Flecha máxima e distância mínima entre condutores..... | 33 |
| Tabela 3.7 - Distâncias garantidas pelos diferentes tipos de amarrações..... | 34 |
| Tabela 3.8 - Distâncias garantidas pelos diferentes tipos de amarrações..... | 36 |
| Tabela 3.9 – Parâmetros electricos da nova Linha de Média Tensão..... | 36 |
| Tabela 3.10 – Tensões de montagem, para a situação de flecha máxima. | 38 |
| Tabela 3.11 – Tensões de montagem, para as várias condições atmosféricas no acto da montagem..... | 38 |
| Tabela 3.12 – Flechas de montagem, para as várias condições atmosféricas no acto da montagem..... | 38 |
| Tabela 3.13 - Esforços aplicados ao apoio 1 pelo vão 73A-1. | 39 |
| Tabela 3.14 - Esforços aplicados ao apoio 1 pelo vão 1-PT. | 39 |
| Tabela 3.15 - Esforços totais aplicados ao apoio 1. | 40 |
| Tabela 3.16 - Esforços aplicados ao apoio do PT pelo vão 1-PT. | 40 |
| Tabela 3.17 - Flecha máxima e distância mínima entre condutores. | 41 |
| Tabela 3.18 - Distâncias garantidas pelos diferentes tipos de amarrações..... | 41 |
| Tabela 4.1 – Perdas nos transformadores durante 1 mês..... | 46 |
| Tabela 4.2 – Orçamento..... | 46 |

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas:

| | |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| Al-Aço | Alumínio-Aço |
| AT | Alta Tensão |
| BT | Baixa Tensão |
| DGEG | Direcção Geral de Energia e Geologia |
| EDP | Energias de Portugal |
| FEUP | Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto |
| IP | Iluminação Pública |
| Lcr | Vão Crítico |
| MT | Média Tensão |
| PDA | Personal Digital Assistant (Assistente Pessoal Digital) |
| PEX | Polietileno Reticulado |
| PT | Posto de Transformação |
| QGBT | Quadro Geral de Baixa Tensão |
| RSLEAT | Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão |
| RSRDEEBT | Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão |
| RTIEBT | Regras Técnicas de Instalações Eléctricas de Baixa Tensão |
| SIT - DM | Sistema de Informação Técnica - Design Manager |

Lista de Símbolos:

| | |
|----------|----------------------------------------------------------|
| I_s | Intensidade de corrente de serviço (A) |
| d_{xy} | Distancia entre o condutor x e y |
| f | Frequência (Hz) |
| μ | Permeabilidade do condutor |
| ω | Peso específico linear ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}$) |
| P | Potência Activa (W) |
| S | Potência Aparente (VA) |
| Q | Potência Reactiva (VAr) |
| ρ | Resistividade do condutor |

| | |
|----------|---------------------------------------|
| σ | Secção do condutor (mm ²) |
| θ | Temperatura (°C) |
| U_n | Tensão normalizada utilizada (V) |

Capítulo 1

Introdução

Esta dissertação insere-se nos projectos de fim de curso do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores (MIEEC) da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP). Tem como temática as Redes de Distribuição de Energia Eléctrica, e pretende explorar a optimização das redes de distribuição já existentes.

Desde que a energia eléctrica se tornou um bem adquirido para todos nós que o grau de exigência em relação ao seu fornecimento tem vindo a ser cada vez mais elevado, levando as empresas operadores de rede a procurarem soluções para aumentar a qualidade de serviço.

Este texto descreve o trabalho realizado na EDP Distribuição - Energia, SA, Área Operacional de Penafiel, em que se teve a oportunidade de acompanhar as equipas de Planeamento e Obras, e de Manutenção. O trabalho iniciou-se com uma análise de documentos, seguindo-se o acompanhamento de várias equipas na elaboração e execução de projectos. Posteriormente, procedeu-se à elaboração de alguns projectos de Média Tensão. Para a correcta elaboração de projectos é importante efectuar uma vistoria aos locais onde estes vão ser implementados. Os trabalhos de manutenção envolvem uma inspecção cuidadosa às instalações em exploração.

1.4 - Breve descrição do trabalho

Para que seja possível entender a necessidade da elaboração de projectos de média tensão, bem como os procedimentos a tomar para o seu licenciamento e execução, no Capítulo 2 é explicado o contexto da implementação de linhas de Média Tensão

No Capítulo 3 são explicados os aspectos regulamentares que regem a elaboração de projectos de Média Tensão, de acordo com a legislação em vigor.

O Capítulo 4 é dedicado à elaboração de um projecto de MT, com a escolha de um PT e com a projecção da elaboração de um projecto de BT.

No Capítulo 5 encontram-se todos os estudos efectuados na elaboração desse projecto, como quedas de tensão, perdas na rede, perdas no transformador.

Como a implementação deste tipo de projecto envolve avultados investimentos, torna-se necessário efectuar estudos de carácter económico para verificar se o investimento em novas infra-estruturas é vantajoso ou não para a empresa, o que está exposto no Capítulo 6.

Como a realização do trabalho não incidiu apenas na componente de Planeamento e Obras, no Capítulo 7 são descritos os procedimentos a tomar na inspecção às diversas infra-estruturas, que a empresa explora, e que é obrigada a efectuar para a conservação e manutenção das mesmas.

Capítulo 2

Linha de MT - Aspectos Construtivos

Como já foi referido, a elaboração de projectos de Linhas MT obedecem a um conjunto de regras, normas e recomendações [1][3].

No decorrer do trabalho desenvolvido na EDP, os projectos em que se teve uma maior colaboração tiveram por base as seguintes situações:

- Ligações de novos clientes em MT e em BT;
- Interligações de linhas;
- Modificações de traçados de linhas existentes;
- Investimento da empresa.

Este último tópico surgiu por iniciativa do Departamento de Obras e Planeamento da empresa, ou por reclamação de clientes e o objectivo passou por elevar a qualidade de serviço na região, nomeadamente com as novas infra-estruturas.

2.1 - Enquadramento Geral

2.1.1 - Contextualização

Os sistemas eléctricos de energia estão estruturados em três subsistemas: produção, transporte e distribuição. É no subsistema de distribuição que se centraliza a realização deste trabalho. A EDP Distribuição - Energia, SA é detentora da licença de exploração da rede de distribuição de energia eléctrica em quase todas as regiões de Portugal Continental (na área onde decorreu este trabalho, a empresa apenas não era detentora da licença de exploração na cidade de Rebordosa).

As redes de distribuição são constituídas por linhas aéreas e cabos subterrâneos, com tensões de 60kV até 1kV (AT) e de 400/230V (BT). Na realidade, as tensões entre 1kV e os 30kV são designadas por MT, sendo que no nosso país se utilizam os 15kV para a maioria dos distritos. Em alguns distritos, onde as distâncias entre as subestações e os centros de consumo são grandes, utilizam-se os 30kV, pois permite menores quedas de tensão. As subestações, os

PT's e alguns equipamentos fundamentais para exploração das redes, também constituem as redes de distribuição.

A construção, exploração e manutenção das redes de distribuição por parte da empresa, é considerada uma actividade essencial, para que se consiga manter a qualidade de serviço e satisfazer os acréscimos de consumo de forma regulamentar.

2.1.2 - Legislação

Todos os materiais utilizados numa linha MT devem respeitar o disposto no Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão [3] e as normas e especificações em vigor no nosso país [2].

Para o dimensionamento de todos os componentes existentes numa linha deve-se seguir as normas em vigor [2] e assim garantir que sejam cumpridas todas as condições de segurança.

A primeira versão do Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão foi elaborada em 1966, mas foi objecto de algumas modificações em 1977 e 1984, antes de ser revisto globalmente em 1992, decreto-lei que ainda se encontra em vigor nos dias de hoje.

Dada a sua extensão e complexidade, a revisão do documento implicou um longo estudo e trabalho, pois a regulamentação de segurança das instalações eléctricas tem uma grande importância, não só em consideração da vida humana, como da actividade económica [2].

Todas as normas, distâncias de segurança e procedimentos descritos neste documento têm como base o Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão [3].

2.1.3 - Licenciamento

No que diz respeito ao Licenciamento das instalações eléctricas (Linhas MT, PT's e redes BT) esta cabe à Direcção Geral de Energia e Geologia [4], que efectua a análise dos projectos e autoriza a sua execução. A DGEG é um órgão da Administração Pública Portuguesa, e tem por missão contribuir para um desenvolvimento sustentável das políticas energéticas.

Os processos de licenciamento devem ser elaborados de acordo com a Portaria 401/76, de 6 de Julho [5], e devem conter a memória descritiva e justificativa do projecto, a planta parcelar e o perfil longitudinal, a planta geral com a implantação do traçado da linha a estabelecer e das já existentes, bem como das subestações e/ou postos de transformação e seccionamento a ela ligados.

2.2 - Caracterização de uma Linha MT

Uma linha de média tensão é constituída por diversos materiais. Este subcapítulo destina-se à descrição dos mesmos.

2.2.1 - Apoios

O apoio de uma linha aérea de MT é constituído por um poste (em betão ou metálico), e tem como função suportar os condutores, os isoladores e os acessórios.

Os apoios devem ser dimensionados em função das alturas mínimas definidas regularmente, dos esforços mecânicos a que estão sujeitos, quer por acção do peso dos condutores e quer devido às condições atmosféricas, e do acesso ao local de implantação.

A EDP Distribuição opta sempre que possível por postes de betão, pois apresentam um menor custo em relação aos postes metálicos, fruto de possuírem uma base menor, logo o maciço de betão a construir também vai ser menor. O facto de os postes metálicos virem para o local desmontados implica desde logo um custo adicional de mão-de-obra na sua montagem. Por isso os postes metálicos apenas devem de ser utilizados quando não é possível o transporte de um poste de betão para o local a instalar, ou quando os postes de betão não suportam os esforços mecânicos aplicados pelos condutores.

De acordo com o RSLEAT (artigo 4º) [3] os apoios de uma linha aérea podem ser classificados da seguinte forma (Figura 2.1):

- Apoio de Alinhamento, se o apoio estiver situado num traçado rectilíneo da linha;
- Apoio de Ângulo, se o apoio estiver num ângulo da linha;
- Apoio de Derivação, se desse apoio derivarem uma ou mais linhas;
- Apoio Fim de Linha, se o apoio for capaz de suportar a totalidade dos esforços que os condutores lhe transmitem de um só lado da linha;
- Apoio de Reforço, se o apoio estiver destinado a suportar esforços longitudinais para reduzir as consequências resultantes da rotura de condutores.

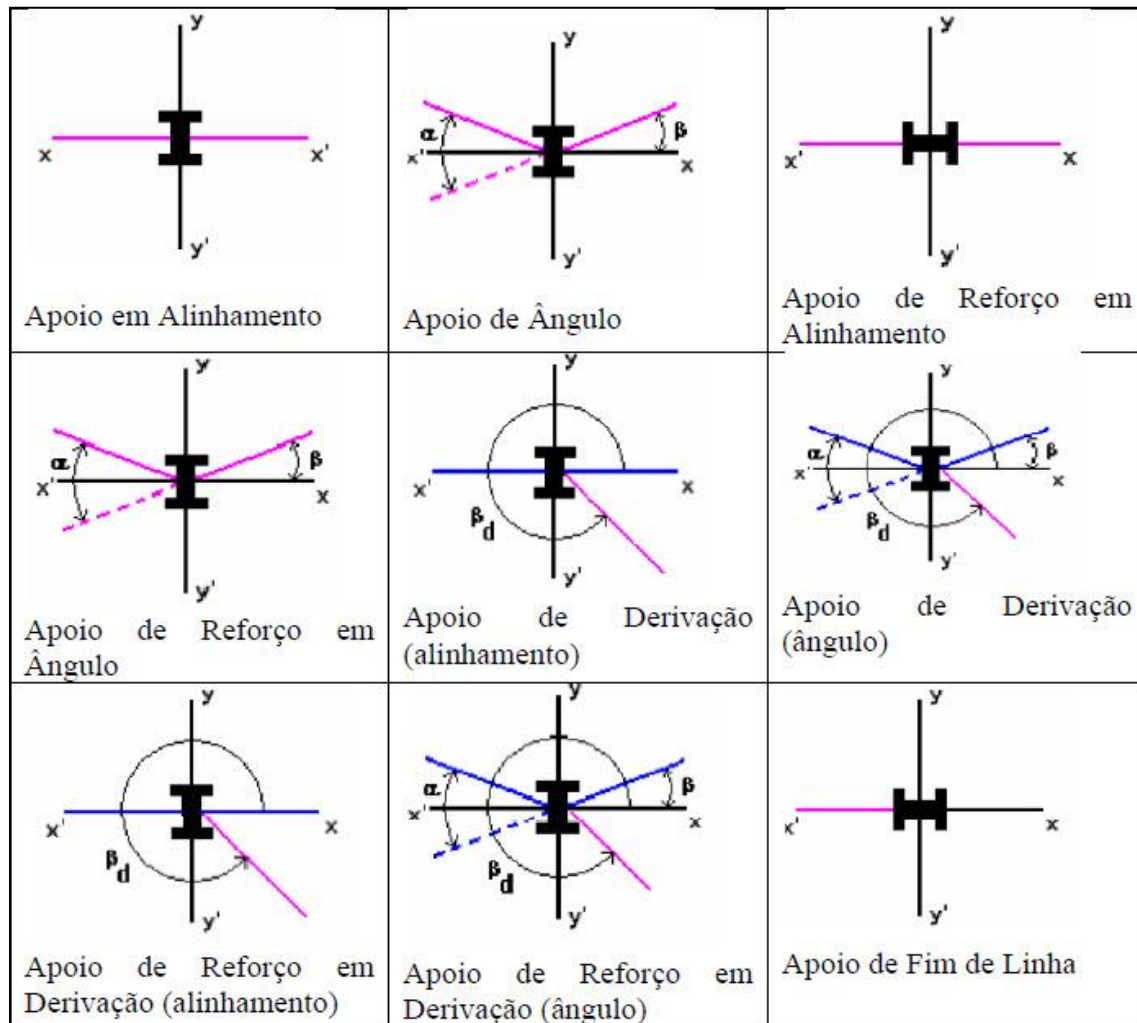


Figura 2.1 - Função dos Apoios. [8]

Cada apoio vai estar sujeito a esforços aplicados pelos condutores, sendo que estes podem ser classificados da seguinte forma:

- Esforços Verticais - esforço resultante do peso dos condutores, armações e isoladores;
- Esforços Transversais - esforço resultante da tracção dos condutores quando estes fazem ângulos e/ou da acção do vento;
- Esforços longitudinais - esforço resultante dos diferentes esforços mecânicos aplicados pelos condutores dos vão adjacentes, ou quando o esforço é aplicado apenas de um dos lados.

Na secção 3.2 demonstra-se como se efectua o dimensionamento dos apoios, resultante do cálculo mecânico.

2.2.2 - Condutores

Os condutores a utilizar nas linhas aéreas são, em regra, nus. Os condutores isolados são raramente utilizados, pois em experiências anteriores, constatou-se que o revestimento que

protege o condutor alterava as características do condutor, por esse motivo, e analisando o factor económico, optou-se por utilizar condutores nus nas linhas aéreas. Os condutores nus utilizados nas linhas poderão ser de Ligas de Alumínio. Alumínio-Aço ou de Cobre, sendo os mais utilizados os de Alumínio-Aço (Al-Aço) (Figura 2.2).



Figura 2.2 - Cabos de Alumínio nus com alma de Aço. [6]

Isto deve-se ao facto de o aço potenciar uma maior resistência mecânica, ou seja, aumenta a tensão de rotura do condutor, enquanto o alumínio potencia uma elevada capacidade de transporte de energia. Os condutores de cobre deixaram de ser utilizados porque o seu preço no mercado cresceu drasticamente nos últimos anos (Figura 2.3), e porque possuem uma fraca flexibilidade, o que leva a um difícil manuseamento.

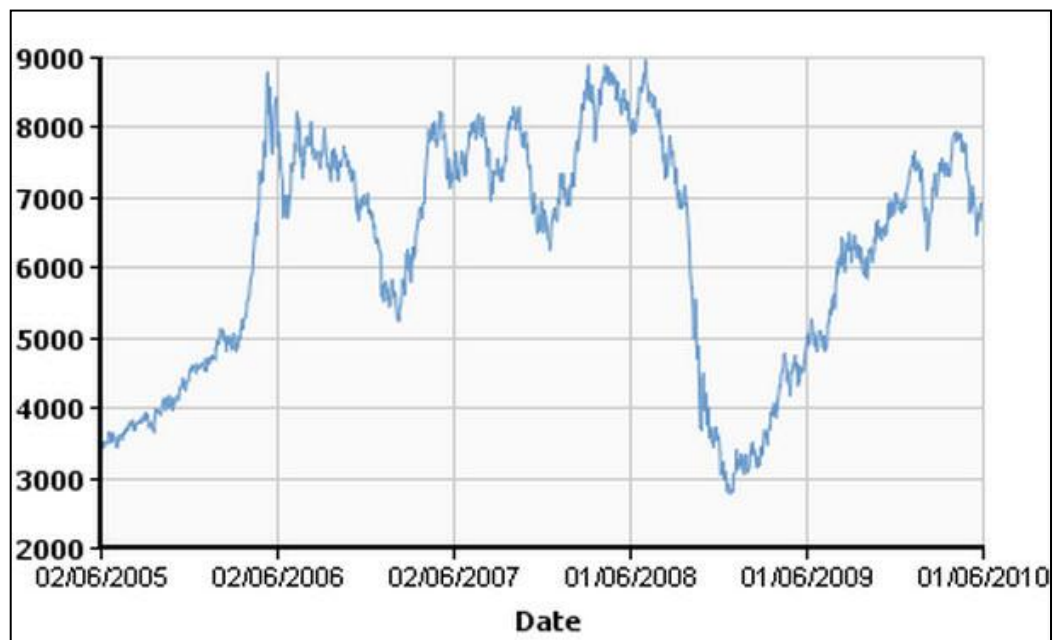


Figura 2.3 - Evolução do preço do cobre nos últimos 5 anos (\$/ton). [7]

O preço do material condutor também tem influência, mas o facto de o cobre ser um material mais pesado, e com menor resistência mecânica comparado com o alumínio, leva a que os esforços aplicados aos apoios sejam mais elevados, o que faz com que os custos com materiais (apoios e amarrações) sejam mais elevados.

2.2.3 - Armações

As armações são as estruturas metálicas colocadas na parte superior de um apoio, e tem como objectivo suportar os condutores das linhas aéreas. Dependendo da função do apoio, escolhe-se a armação mais conveniente, capaz de suportar os esforços mecânicos, Figura 2.4.

Para os apoios que desempenham funções de fim de linha e de derivação recomenda-se as seguintes armações [9]:

- HRFSC (Esteira horizontal);
- HTP4 (Esteira horizontal - destinado a apoios com PT aéreo).

Para os restantes tipo de apoios (alinhamento, ângulo e reforço) utilizam-se as seguintes armações [9]:

- HRFSC (Esteira horizontal normal ou reforçada);
- TAN (Triângulo para funções de ângulo);
- TAL (Triângulo para funções de alinhamento);
- GAN (Galhardete para funções de ângulo);
- GAL (Galhardete para funções de alinhamento);
- VAN (Esteira vertical para funções de ângulo);
- VAL (Esteira vertical para funções de alinhamento).

Como podemos verificar pelo nome dado às armações estas assumem a designação pela qual os condutores estão dispostos. A esteira vertical praticamente não se usa a não ser que se tenha ângulos muito fechados. Já a escolha entre a disposição em triângulo tem em consideração as distâncias entre vãos e as distâncias entre condutores, pois se a disposição em galhardete tem a vantagem de aumentar a distância entre condutores, a disposição em triângulo aumenta as distâncias ao solo e a edifícios.



Figura 2.4 - Armações existentes.

2.2.4 - Isoladores

Os isoladores têm com função isolar electricamente o condutor do apoio, e suportar mecanicamente o cabo, e são constituídos por vidro ou por cerâmica, Figura 2.5 [8].



Figura 2.5 - Isoladores de vidro (a esquerda) e de cerâmica (a direita). [11]

Nas linhas de MT, podem-se utilizar isoladores rígidos, de eixo vertical ou de eixo horizontal e cadeias de isoladores, formadas por um conjunto de isoladores em forma de disco de vidro ou de porcelana [3]. Nos novos projectos, os isoladores rígidos são pouco utilizados porque são de difícil montagem e demasiado frágeis devido ao seu tamanho.

As cadeias de isoladores devem de ser utilizadas em quase todo o tipo de linhas, pois apresentam melhores soluções em caso de manutenção, e alteração da linha. Nos apoios de alinhamento deve-se utilizar as cadeias de suspensão e nos restantes tipos de amarrações deve-se utilizar as cadeias de amarrações [8].

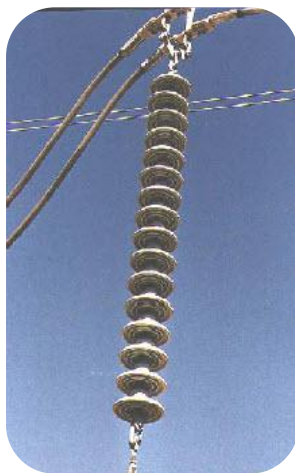


Figura 2.6 - Cadeia de Isoladores. [10]

A escolha do número de isoladores para formar uma cadeia de isoladores depende da tensão aplicada na linha. Actualmente a empresa, para a tensão de 15 kV, aplica três isoladores em cada cadeia, do tipo U70 para um isolamento simples e U100 para isolamento reforçado.

Como já foi referenciado anteriormente um conjunto de isoladores podem formar dois tipos de cadeias, as cadeias de suspensão e as cadeias de amarração. As cadeias de amarração são cadeias que estão dispostas horizontalmente e são usadas em apoios de

derivação, de ângulo ou fim de linha. Já as cadeias de suspensão podem estar dispostas verticalmente ou em V, e são usadas em apoios onde a linha se encontra suspensa (apoios de alinhamento).

Nas cadeias de amarração coloca-se hastes de descarga, Figura 2.7, de quatro em quatro apoios para criar deliberadamente pontos fracos no isolamento da rede. O objectivo é proteger o condutor e a cadeia de isoladores através do estabelecimento de um arco provocado pela sobretensão transitória, criando assim um circuito de escoamento da corrente para a terra, através do apoio.



Figura 2.7 - Hastes de descarga instaladas numa cadeia de isoladores. [11]

Estas hastes de descargas são utilizadas para proteger os isoladores de vidro contra roturas e os isoladores cerâmicos contra perfurações [11].

Por este motivo os apoios onde são colocados isoladores com hastes de descarga devem ser afastados de habitações.

2.2 - Dimensionamento de uma Linha MT

A elaboração de um projecto de uma Linha de MT carece de uma análise rigorosa do Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão [3] e das indicações presentes no Guia Técnico de Recomendações de Linhas Eléctricas de Alta Tensão até 30 kV [1] para que sejam cumpridas todas as normas de segurança existentes.

Para a realização de projecto é necessário seguir as seguintes etapas:

- Levantamento topográfico do local;
- Escolha do traçado da linha;
- Cálculo Eléctrico;
- Cálculo Mecânico;
- Escolha do material a utilizar.

A primeira fase do projecto, é o levantamento topográfico da região, pois só depois de termos o perfil do terreno podemos encontrar a melhor solução para o traçado da linha. A segunda fase é a escolha do traçado da linha, sendo esta a mais longa, pois é necessário chegar a acordo com os proprietários dos terrenos, de modo a calcular o valor das indemnizações a pagar pela perda de rendimento da zona afectada. Muitas vezes não é possível acordar as verbas entre as partes, o que faz com que se escolha um trajecto diferente, ou que seja necessária a intervenção da DGEG (este processo pode demorar anos).

Depois de ultrapassar os problemas burocráticos, com o acordo dos proprietários para a colocação dos apoios e da passagem dos condutores, efectua-se os cálculos eléctricos e mecânicos a fim de definir qual o material necessário a utilizar na implementação do projecto. Com a escolha do material a utilizar (condutores, apoios e armações) é necessário verificar as distâncias regulamentares (distâncias ao solo, edifícios e entre condutores).

Após o correcto dimensionamento da linha, os dados são transportados para o SIT/DM, que efectua o traçado do perfil da linha, bem como a planta parcelar.

2.2.1 - Aspectos a considerar no dimensionamento

Na elaboração de um projecto de uma linha aérea de distribuição de MT, tem de ser ter em consideração algumas condições de modo a que o projecto seja licenciado pela DGEG. Podemos então destacar algumas que são de extrema importância:

- Condições técnicas associadas aos limites impostos aos elementos que constituem uma linha de MT (quedas de tensão, perdas de energia, esforços aplicados aos apoios e níveis de aquecimento);
- Condições de segurança (distância entre condutores, distância dos condutores ao solo e aos edifícios);
- Condições económicas (minimização dos custos de construção escolhendo o melhor traçado);
- Condições patrimoniais e ambientais (respeitar o património cultural e paisagísticos, bem como a fauna e flora da região, minimizando os danos).

2.2.2 - Traçado da Linha MT

Cabe ao projectista escolher o melhor traçado, analisando os vários traçados possíveis, as vantagens e as desvantagens, de modo a minimizar os seus inconvenientes.

O ideal seria que o traçado de uma linha de média tensão fosse rectilíneo, paralelo às vias de comunicação, para que os inconvenientes, como travessias de estradas, casas e terrenos com muitos proprietários, fossem reduzidos ao máximo.

As linhas devem de ser projectadas de forma a eliminar todos os perigos previsíveis para as pessoas e materiais, e deverá respeitar o património cultural, estético e científico da paisagem, causando-lhe o menor dano (artigo nº 5 e 6 do RSLEAT) [3].

Para isso deve-se ter em conta o existente no terreno, e cumprir as distâncias mínimas impostas pelo regulamento. Nesse aspecto o regulamento especifica quais as distâncias mínimas (ao solo, às árvores, aos edifícios e aos mais diversos obstáculos).

Assim para condutores nus temos de respeitar as seguintes distâncias:

- Distância dos condutores ao solo (artigo 27º) [3]:

$$D = 6,0 + 0,005 \times U_n \text{ (m)}, \quad (2.1)$$

em que U_n é a tensão nominal da linha em kilovolts (kV).

- Distância dos condutores às árvores (artigo 28º) [3]:

$$D = 2,0 + 0,0075 \times U_n \text{ (m)}, \quad (2.2)$$

em que U_n é a tensão nominal da linha em kilovolts (kV). Sendo que D não deverá ser inferior a 2,5 metros.

- Distância dos condutores aos edifícios (artigo 29º) [3]:

$$D = 3,0 + 0,0075 \times U_n \text{ (m)}, \quad (2.3)$$

em que U_n é a tensão nominal da linha em kilovolts (kV). Sendo que D não deverá ser inferior a 4 metros.

- Distância dos condutores a obstáculos diversos (artigo 30º) [3]:

$$D = 2,0 + 0,0075 \times U_n \text{ (m)}, \quad (2.4)$$

em que U_n é a tensão nominal da linha em kilovolts (kV). Sendo que D não deverá ser inferior a 3 metros.

De forma a criar padrões entre todos os projectistas a empresa optou por criar uma tabela própria (Tabela 2.1), que aumenta as distâncias dos condutores aos obstáculos e cumpre o regulamento.

Tabela 2.1 - Distâncias mínimas adoptadas na EDP Distribuição.

| Distâncias dos Condutores... | Distâncias mínimas |
|---------------------------------------------------------|--------------------|
| ... ao solo | 7 metros |
| ... aos restantes obstáculos (edifícios, árvores, etc.) | 4 metros |

Estas distâncias podem ser contornadas colocando apoios com alturas superiores. No entanto, e apesar de não ser esse o objectivo do projectista, pois com o aumento da altura dos apoios aumenta também o custo, deve-se adoptar alturas significativas (alturas ao solo entre 10 a 12 metros) pois assim permite a construção futura, evitando gastos com a modificação de uma linha.

2.2.3 - Cálculo Eléctrico

O cálculo eléctrico não foi alvo de atenção durante a realização deste trabalho, pois a tensão e a secção dos condutores a utilizar encontra-se normalizada e como irei demonstrar mais a frente, a corrente de serviço e a queda de tensão são muito reduzidas para a capacidade suportada pelo condutor, pelo que a empresa na maioria das situações despreza este cálculo.

O cálculo eléctrico incide no cálculo da intensidade da corrente de serviço, dos parâmetros das linhas, das quedas de tensão e das perdas de energia.

Actualmente em Portugal existe para a média tensão duas tensões normalizadas (30 e 15 kV) sendo que na área geográfica onde se realizou este projecto a tensão escolhida recaiu nos 15 kV, pois a distância entre as subestações é pequena e coincide com a sua tensão de saída.

A secção do condutor utilizada também é definida internamente, e em todos os projectos que tive a oportunidade de realizar utilizou-se a Al-Aço de 50mm², pois trata-se da menor secção que a EDP utiliza para ramais de Média Tensão. Para linhas principais são utilizados condutores de Al-Aço de 95 e 120 mm².

2.2.3.1 - Intensidade de corrente

O valor da intensidade de corrente de serviço é determinado a partir da seguinte expressão:

$$I_S = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_n} \text{ (A)}. \quad (2.5)$$

Tabela 2.2 - Cálculo da Intensidade de corrente para alguns PT's a alimentar

| Un (V) | 15000 |
|--------|--------|
| S (VA) | Is (A) |
| 50000 | 1,925 |
| 100000 | 3,849 |
| 160000 | 6,158 |
| 250000 | 9,623 |
| 400000 | 15,396 |
| 630000 | 24,249 |

Como podemos constatar a partir da tabela anterior, a intensidade de corrente de alimentação de um posto de transformação é muito inferior à intensidade de corrente suportada pelos condutores de Al-Aço de 50mm² (ver anexo A - Características dos condutores Al-Aço [12]).

2.2.3.2 - Parâmetros da Linha

O cálculo dos parâmetros de uma linha é extremamente importante, pois é a melhor forma de se conhecer as suas limitações, bem como enquadrá-las na legislação em vigor verificando se cumprem as normas estabelecidas.

Assim os parâmetros que caracterizam uma linha de distribuição de energia eléctrica são os seguintes:

- Resistência;
- Indutância Linear;
- Capacidade.

Para o cálculo destes parâmetros é necessário saber a disposição dos condutores, para se encontrar qual a maior distância entre cada condutor, pois quanto maior a distância entre eles maior será a indutância.

Essa distância equivalente entre condutores é dada pela seguinte expressão:

$$d = \sqrt[3]{d_{12} \times d_{13} \times d_{23}} \quad (\text{m}). \quad (2.6)$$

Resistência

A resistência é a capacidade de o condutor se opor a passagem de energia eléctrica.

Para calcular a resistência recorre-se a seguinte expressão:

$$R_{20^{\circ}\text{C}} = \frac{\rho}{\sigma} \quad (\Omega/\text{km}). \quad (2.7)$$

Resistência calculada para uma temperatura de 20°C, pelo que é necessário corrigir essa resistência para a temperatura normal de funcionamento.

$$R_{Temp.Func.} = R_{20^{\circ}\text{C}} \times [1 + \alpha_{20^{\circ}\text{C}}(\theta_{Temp.Func.} - 20)] \quad (\Omega/\text{km}). \quad (2.8)$$

Indutância Linear

A expressão que permite obter o valor da indutância é dada por

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,6 \times \log\left(\frac{d}{r'}\right) \right] \times 10^{-4} \quad (\text{H/km}), \quad (2.9)$$

onde n é o número de condutores por fase e r' é o raio geométrico do condutor, e é dado pela seguinte expressão.

$$r' = \sqrt[n]{r \times d^{n-1}} \quad (\text{m}). \quad (2.10)$$

Reactância

É calculada através da seguinte expressão:

$$X = 2\pi \times f \times L \quad (\Omega/\text{km}). \quad (2.11)$$

Capacidade

A expressão que permite obter o valor da capacidade linear da linha é:

$$C = \left[\frac{24,2}{\log\left(\frac{d}{r'}\right)} \right] \times 10^{-9} \text{ (F/km)}. \quad (3.12)$$

Susceptância

A susceptância é calculada através da seguinte expressão:

$$B = 2\pi \times f \times C \text{ (S/km)}. \quad (3.13)$$

A Capacidade e Indutância Linear calculadas através destas expressões, só são validas se a linha for ciclicamente transposta. No caso da Indutância linear a expressão também é válida se a disposição dos condutores for em triângulo equilátero.

2.2.3.3 - Queda de Tensão

Para o cálculo da queda de tensão teremos de considerar a admitância total:

$$Y_T = G + jB \text{ (S)}, \quad (2.14)$$

pois trata-se de linhas pequenas e não existe efeito coroa ($G=0$). Considera-se também que a tensão no inicio da linha (V_0) é a sua tensão nominal.

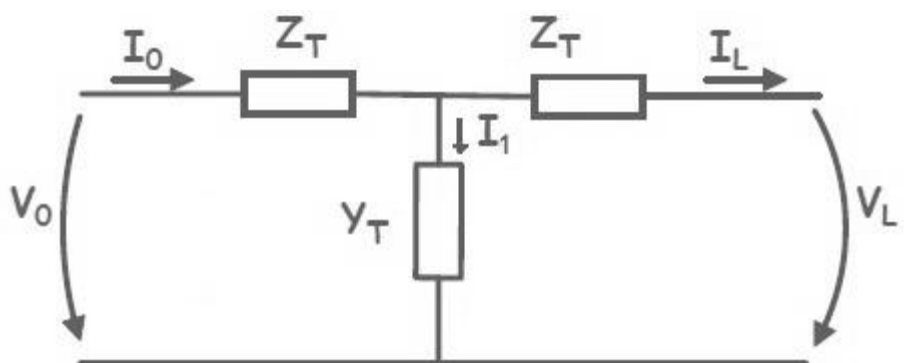


Figura 2.8 - Esquema equivalente em T de uma linha. [10]

Na Figura 2.8 podemos visualizar o esquema equivalente em T de uma linha de transmissão de energia eléctrica. Este esquema permite calcular a queda de tensão na linha.

$$Z_T = \frac{R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi}{2} \text{ (}\Omega\text{)}. \quad (2.15)$$

$$I_1 = Y_T \times \frac{U_n}{\sqrt{3}} \text{ (A)}. \quad (2.16)$$

$$I_L = I_0 - I_1 \text{ (A)}. \quad (2.17)$$

Posto isso, podemos calcular a queda de tensão através da seguinte fórmula:

$$\Delta U = V_0 - V_L = \sqrt{3} \times (I_0 \times Z_T + I_L \times Z_T) \text{ (V)}. \quad (2.18)$$

2.2.3.4 - Cálculo de Perdas

As perdas de energia resultam da dissipação térmica aquando da passagem de corrente pelos condutores. Pelo que é necessário saber-se a intensidade de corrente que atravessa o condutor e a resistência do mesmo à passagem de corrente.

$$\text{Perdas} = R \times I_s^2 \quad (\text{W}). \quad (2.19)$$

2.2.4 - Cálculo Mecânico

O cálculo mecânico de uma linha é parte fundamental do mesmo, pois permite assegurar as condições de segurança e de estabilidade da linha de MT. Este cálculo tem como objectivos:

- Determinar a tensão mecânica de montagem dos condutores;
- Escolher a altura dos apoios, para que as distâncias mínimas regulamentares sejam cumpridas;
- Escolha dos apoios;
- Escolher o tipo de armação, para que as distâncias mínimas entre condutores sejam respeitadas.

O cálculo mecânico é iniciado com a determinação da tensão de montagem dos condutores, para que sejam cumpridas todas as condições de segurança, independentemente do estado atmosférico verificado. Proceder-se depois à escolha dos apoios de forma a verificar se as distâncias mínimas são cumpridas e se estes aguentam os esforços a que vão estar sujeitos. Por fim escolhe-se as armações a aplicar com o objectivo de respeitar as distâncias mínimas entre condutores.

2.2.4.1 - Tensão de Montagem

A escolha da tensão de montagem da linha é extremamente importante, pois é dela que dependem o esforço que vai ser aplicado ao apoio e a flecha dos condutores. Quanto maior a tensão de montagem, maior vão ser os esforços aplicados aos apoios e maior seria a distância entre os condutores e o solo, resultante da diminuição da flecha dos condutores.

A determinação da tensão de montagem a aplicar aos condutores de um vão faz-se por aplicação da equação dos estados, onde é relacionado o estado de montagem com o estado atmosférico mais desfavorável.

$$\theta_1 + \frac{t_1}{\alpha \cdot E} - \frac{m_1^2 \cdot \omega^2 \cdot L^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma^2 \cdot t_1^2} = \theta_2 + \frac{t_2}{\alpha \cdot E} - \frac{m_2^2 \cdot \omega^2 \cdot L^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma^2 \cdot t_2^2}, \quad (2.20)$$

em que:

- θ_1 e θ_2 - Temperatura dos estados atmosféricos (°C);
- α - Coeficiente de dilatação térmica (°C⁻¹);
- L - Comprimento do vão (m);
- E - Módulo de elasticidade (kg.mm⁻²);
- m_1 e m_2 - Coeficiente de sobrecarga dos estados atmosféricos.

Os agentes atmosféricos como o vento, a temperatura e o gelo exercem nos condutores esforços, dependendo da região geográfica e da estação do ano, por isso torna-se importante estudar a acção que os mesmos exercem sobre os condutores.

Para calcular a acção do vento sobre os condutores utiliza-se a expressão (2.21), onde se deve considerar que o vento actua numa direcção horizontal e a força proveniente da sua acção considera-se paralela àquela direcção, sendo que se deve calcular para as situações mais desfavoráveis (vento máximo habitual e vento reduzido) [3].

$$F_{vento} = \alpha \cdot c \cdot q \cdot S \quad (\text{N}), \quad (2.21)$$

onde:

- α - Coeficiente de redução (ver Anexo B);
- c - Coeficiente de forma (ver Anexo B);
- q - Pressão dinâmica do vento (Pa) (ver Anexo B);
- S - Área da superfície batida pelo vento (m^2).

O coeficiente de sobrecarga é a força exercida no condutor, que traduz a acção do vento e do gelo sobre os mesmos.

Esse valor pode ser calculado através da expressão seguinte:

$$m = \frac{\sqrt{\left\{ \omega + \rho_{gelo} \frac{\pi}{4} [(d+2e)^2 - d^2] \right\}^2 + F_{vento}^2}}{\omega}, \quad (2.22)$$

em que:

- ρ_{gelo} - Densidade do gelo ($0,9 \text{ kg/dm}^3$);
- e - Espessura da manga de gelo ($10 \times 10^{-3} \text{ m}$).

Para calcular o estado atmosférico mais desfavorável a que a linha aérea pode estar sujeita, é necessário calcular o vão crítico. O vão crítico é o vão relativo a uma dada tensão máxima, para o qual os condutores ficam sujeitos a essa tensão em ambos os estados, o de inverno e o de primavera. Esse valor pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$L_{CR} = \frac{\sigma \cdot t_{max}}{\omega} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha_d \cdot (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}}, \quad (2.23)$$

onde:

- α_d - Coeficiente de dilatação térmica do cabo;
- θ_1 e m_1 - Temperatura e coeficiente de sobrecarga para o Inverno;
- θ_2 e m_2 - Temperatura e coeficiente de sobrecarga para a Primavera.

Conhecidos os valores do vão crítico e do coeficiente de sobrecarga, será possível obter o estado atmosférico mais desfavorável, pela análise da árvore de decisão (Figura 2.9).

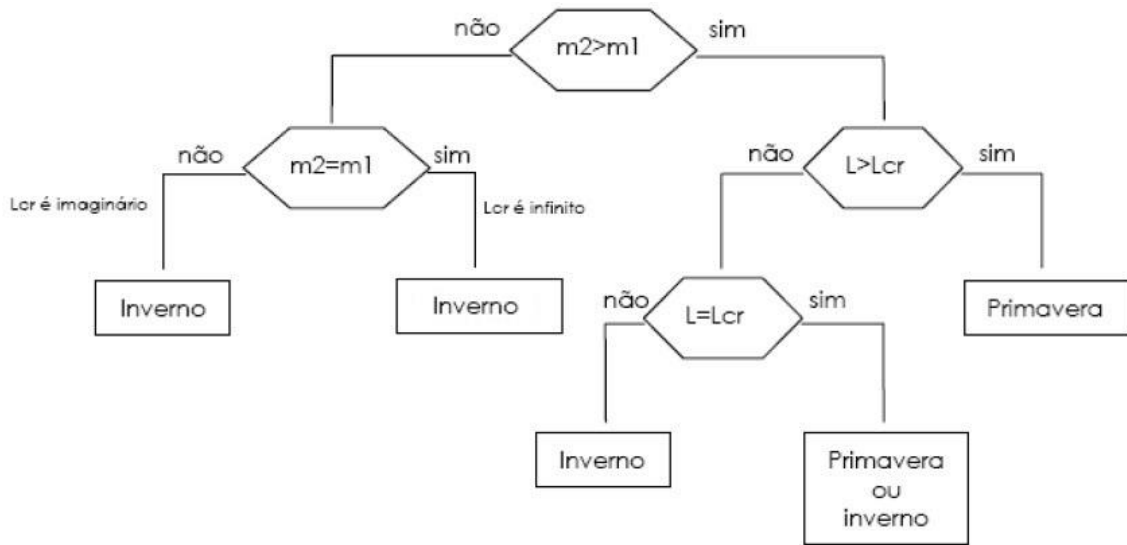


Figura 2.9 - Árvore de decisão para determinação do estado mais desfavorável. [8]

Com a determinação do estado atmosférico mais desfavorável, e possuindo a tensão máxima a aplicar ao condutor nesse estado, torna-se possível determinar a tensão de montagem da linha, num determinado vão e num determinado estado, a partir da expressão 2.20.

Para se efectuar o dimensionamento correcto, e verificar se todas as normas regulamentares são cumpridas, deve-se calcular a tensão máxima de montagem, pois só assim podemos calcular a distância mínima entre condutores, através da flecha máxima.

O valor da flecha máxima e da tensão de montagem máxima deve ser calculado segundo as seguintes condições, Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Condições para o cálculo da flecha máxima.

| | θ_1 | m_1 |
|-------------------------------------------|------------|-------|
| Linhas de 2ª Classe | + 50 °C | 1 |
| Linhas de 3ª Classe (até 100 kV) | + 65 °C | 1 |
| Linhas de 2ª Classe (superiores a 100 kV) | + 75 °C | 1 |

A melhor aproximação da curva que os condutores estão sujeitos entre dois apoios é a catenária. A catenária é uma aproximação parabólica definida pela equação

$$y = p \cdot \left(\cos h \frac{x}{p} - 1 \right), \quad (2.24)$$

onde p é o parâmetro da curva, que pode ser representado pela relação entre a força de tracção do condutor e o seu peso linear:

$$p = \frac{t_0}{\omega}. \quad (2.25)$$

A Figura 2.10 demonstra como calcular o valor flecha máxima relacionando o parâmetro da curva com as distâncias, pois o valor do parâmetro da catenária é extremamente complicado de se obter devido a sua complexidade. Na EDP Distribuição recorre-se a um catálogo específico em que são dados os valores do parâmetro da curva.

Sendo L a distância entre os apoios e y_a a flecha teremos:

$$x_a = \frac{L}{2}, \quad (2.26)$$

$$y_a = \frac{x_a^2}{2p}. \quad (2.27)$$

Substituindo na expressão 2.27 os valores de x_a e de p pelas equações 2.25 e 2.26 temos:

$$f = y_a = \frac{L^2 \cdot \omega}{8 \cdot t_0}. \quad (2.28)$$

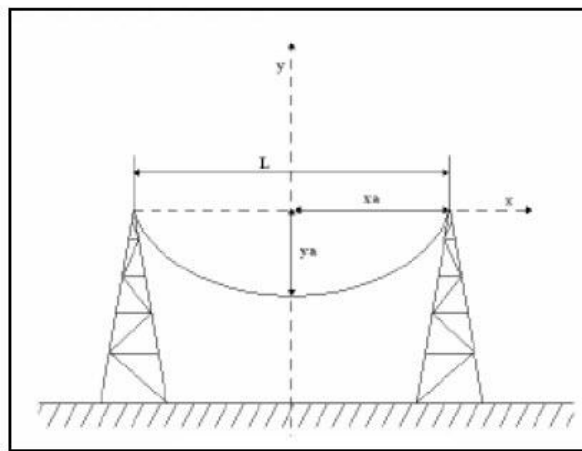


Figura 2.10 - Vão em patamar. [8]

2.2.4.2 - Esforços nos apoios

A verificação da estabilidade de um apoio consiste em calcular os esforços mecânicos a que este vai estar sujeito, escolhendo para isso o melhor apoio que suporta esses esforços. As solicitações que devem ser consideradas são as seguintes [8]:

- Sobrecarga do vento sobre o apoio, as armações, os condutores, os isoladores e os cabos de guarda;
- Tracções mecânicas exercidas pelos condutores das linhas principais e derivadas;
- Peso do próprio apoio, travessas, isoladores e condutores.

O regulamento de segurança [3] estabelece duas hipóteses de cálculo distintas, de acordo com a direcção de incidência do vento sobre os condutores. Consoante a direcção do vento, o regulamento prevê a utilização de um conjunto de fórmulas que permite calcular os esforços transversais, longitudinais e verticais aplicados aos apoios de uma linha aérea. As expressões apresentadas assumem os seguintes pressupostos:

- Linhas com três condutores e sem cabos de guarda;
- Esforços do vento sobre isoladores e armações desprezáveis
- Peso de isoladores e armações.

No Anexo C podemos encontrar uma tabela com todas as fórmulas, para todas as situações possíveis, para se calcular os esforços a que cada apoio está sujeito.

O cálculo dos esforços que actuam no apoio deve de ser realizado considerando duas hipóteses (Figura 2.11), a primeira com vento perpendicular à linha ou paralelo à bissectriz do ângulo e a segunda sem vento [1].

No capítulo seguinte podemos verificar um exemplo específico com a aplicação das expressões a um exemplo real.

2.2.4.3 - Escolha dos apoios

Depois de calculados os esforços a que os apoios estarão sujeitos, será necessário encontrar um apoio que suporte esses esforços. A EDP Distribuição adoptou como base de consulta o catálogo do fabricante Cavan [13], de onde se retira as equações das linhas vectoriais do apoio escolhido, e se verifica se o apoio suporta os esforços do vento em função da actuação do vento.



Figura 2.11 - Direcção do vento no calculo dos esforços suportados pelo apoio. [13]

As equações que permitem efectuar esse cálculo são as seguintes:

- Para a Hipótese 1 (vento principal)

$$\frac{F_{PVP}}{Y} + \frac{F_{SVP}}{X} < 1. \quad (2.29)$$

- Para a Hipótese 2 (vento secundário):

$$\frac{F_{PVS}}{Y} + \frac{F_{SVS}}{X} < 1. \quad (2.30)$$

2.2.4.4 - Escolha das armações

O vento provoca oscilações nos condutores, por isso devem estar devidamente distanciados entre si. O regulamento de segurança (artigo 31º) [3] refere que os condutores nus devem estar distantes o suficiente para que não se aproximem perigosamente, devendo mesmo estarem distanciados a uma distância superior a dada pela expressão:

$$D = 0,75 \cdot k \cdot \sqrt{f + d} + \frac{U}{200} \text{ (m)}, \text{ para linhas de 2ª classe,} \quad (2.31)$$

$$D = k \cdot \sqrt{f + d} + \frac{U}{150} \text{ (m)}, \text{ para linhas de 3ª classe,} \quad (2.32)$$

em que:

- d - Comprimento das cadeias de isoladores (m);
- k - Coeficiente dependente da natureza do condutor:
 - 0,6 - Cobre, bronze, aço e alumínio-aço;
 - 0,7 - Alumínio e ligas de alumínio.

Com a distância mínima encontrada, escolhe-se a armação a adoptar e verifica-se a distância entre os condutores a meio vão (situação mais desfavorável).

Capítulo 3

O Projecto

Este capítulo descreve o estudo de uma rede de distribuição de BT, que está actualmente a ser implementada em três ruas (Rua das Lajes, Rua Dr. Francisco Sá Carneiro e Travessa do Olival) da freguesia de Ariz, concelho do Marco de Canavezes. Esta alteração efectuada à rede de distribuição, foi levada a cabo pela EDP Distribuição - Energia, SA, depois de algumas reclamações de clientes da zona, queixando-se nomeadamente de quedas de tensão elevadas, e ausência de energia eléctrica nas horas de cheias. Devido às distâncias entre os PT's existentes nas redondezas e os clientes situados no fim de linha serem grandes, optou-se pela construção de um novo PT, satisfazendo assim a necessidade dos clientes. Esta medida contribuiu para libertar alguma potência nos outros PT's, pois apesar de se estar numa zona rural, o crescimento de consumos que se tem vindo a verificar tem sido elevado, divergindo da evolução média das zonas urbanas/rurais do país. A construção do novo PT levou à construção de um ramal de MT e à reformulação da rede de distribuição existente.

3.1 - Rede de Distribuição em Baixa Tensão

Uma rede de distribuição BT inicia-se a jusante do secundário do transformador instalado num PT. Segundo o Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão (RSRDEEBT) [14], uma rede de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão é uma “instalação eléctrica de baixa tensão destinada à transmissão de energia eléctrica a partir de um posto de transformação ou de uma central geradora, constituída por canalizações principais e ramaís”.

3.1.1 - Rede de Distribuição Aérea de BT

Actualmente, as redes de distribuição aéreas de BT são constituídas por condutores em cabo do tipo torçada, em que o alumínio é o condutor mais utilizado.

Este tipo de cabos possui as características essenciais para serem usadas em redes rurais, bairros e zonas com pequeno aglomerado populacional.

A adopção deste tipo de redes permite evitar os custos elevados das redes subterrâneas e aumentar a fiabilidade da rede, pois os condutores são isolados.



Figura 3.1 - Cabo LXS torçada. [6]

3.1.1.1 - Dimensionamento

Antes de escolher o local para instalar o PT, torna-se importante analisar a região que este vai influenciar pois só assim se tem uma ideia do número de clientes que irão ser fornecidos pelo novo PT.

Analisando a região detectou-se que a rede existente na zona possui caixas de derivação e/ou de seccionamento, o que facilita a limitação da região afectada.

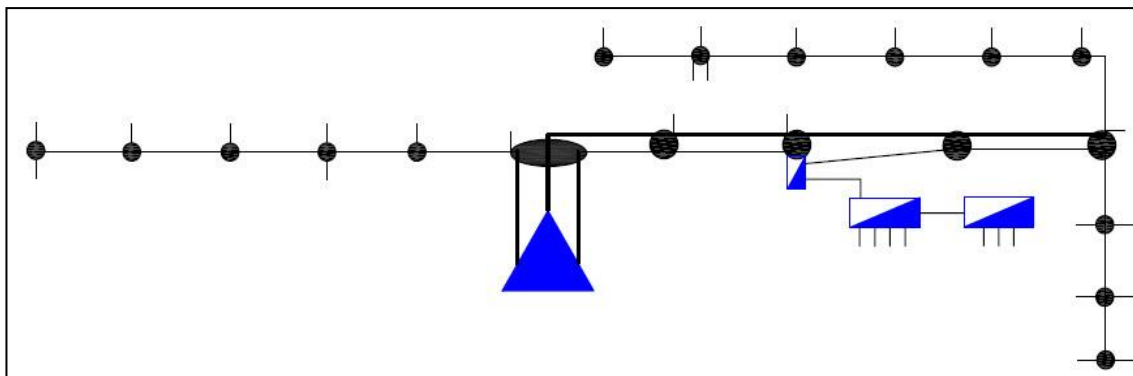


Figura 3.2 - Perfil da Rede de Distribuição BT.

A Figura 3.2 mostra-nos a rede de distribuição do novo PT, sendo composta por trinta e dois clientes de baixa tensão. Actualmente desses trinta e dois clientes, vinte e cinco encontram-se com uma potência contratada de 6,9 kVA, e sete possuem uma potência contratada de 10,35 kVA.

A escolha do cabo utilizado recaiu na utilização de um cabo torçada LXS, com alma condutora em alumínio e isolado a polietileno reticulado (PEX). Este cabo é constituído por cinco condutores, em que quatro deles são destinados à distribuição de energia (três fases e neutro) e o quinto é destinado à iluminação pública.

A secção do condutor utilizado é de 70mm^2 por ser o máximo permitido para as redes aéreas servidas por PT aéreos.

A escolha do condutor recaiu então num LXS $4 \times 70 + 16\text{ mm}^2$.

Com esta escolha cumpre-se todas as regras de segurança e todas as obrigações estipuladas no RSRDEEBT [14], referentes a quedas de tensão. O estudo está descrito no capítulo seguinte e no anexo C.

3.2 - Posto de Transformação

Devido a existirem apenas trinta e dois clientes que são alimentados através do novo Posto de Transformação, é essencial calcular a potência mínima necessária para alimentar todos os clientes sem que haja problemas, ou seja para que os clientes em fim de linha não fiquem sem energia eléctrica caso os clientes no início da linha estejam a consumir o máximo. Para isso soma-se o valor da potência contratada de todos os clientes e aplica-se um factor de simultaneidade, atendendo a documentos normativos da EDP Distribuição.

$$P_{Total} = \sum_{i=1}^n P_i \times \left(0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{n}}\right) \text{ (kVA)}, \quad (3.1)$$

em que n é o numero de clientes e P_i é a potência contratada pelo cliente i .

$$P_{Total} = (25 \times 6,9 + 7 \times 10,35) \times \left(0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{32}}\right) = 83,61 \text{ kVA}$$

O PT a seleccionar tem que ter uma potência superior a 83,61 kVA, sendo que os valores mais próximos, normalizados, são de 100 kVA e de 160 kVA. Após analisar outros factores optou-se pela escolha do transformador de 160 kVA (ver secção 4.3).

Analisando o local e dado o facto de o transformador ser de potência baixa, optou-se por um transformador aéreo.

3.2.1 - Posto de Transformação Aéreo

Dadas as dificuldades que surgem frequentemente na obtenção de terrenos para a construção de PT's de cabine, surgiram os postos de transformação aéreos, com potência máxima de 250 kVA (Figura 3.3) [15]. Este tipo de PT contém simplificações que tendem a reduzir o seu custo e tempo de execução. Devido ao reduzido espaço ocupado, podem ser colocados na bermã de estradas, o que facilita o acesso.



Figura 3.3 - Posto de Transformação Aéreo.

3.3 - Média Tensão

3.3.1 - Motivo da Alteração

Tendo em conta a construção de um novo PT designado “Vila Boa do Bispo - Lajes II N°318/MCN”, teve de se efectuar uma intervenção na linha de MT designada por “Ariz - Vila Boa do Bispo”, sendo que a modificação foi projectada entre os apoios n° 73 e 74.

Os objectivos da modificação foram:

- Colocação de um apoio entre os apoios n° 73 e 74 da linha já existente;
- Criação de um ramal a derivar no novo apoio (n° 73A) para alimentação do novo PT.

O facto de o terreno ser de fácil acesso e de ser um terreno de cultivo, levou a que a derivação continuasse a ser por linha aérea, pois foi a solução mais económica e viável encontrada.

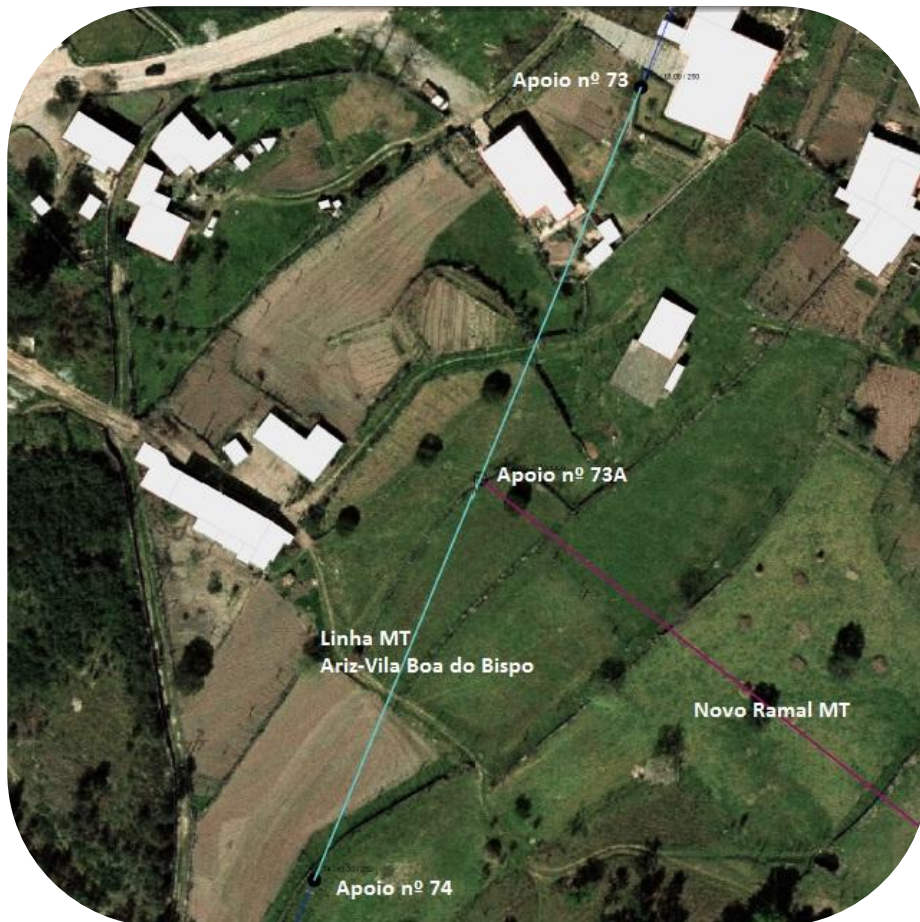


Figura 3.4 - Perspectiva da Linha MT a modificar (Fonte SIT-DM).

3.3.2 - Problemas que podem surgir

Para que futuramente não surjam imprevistos, como por exemplo, árvores ou edifícios não referenciados, é necessário efectuar uma vistoria ao local onde a linha MT será modificada pois as condições encontradas podem ser diferentes das encontradas nas curvas de nível das cartas militares ou dos levantamentos aéreos fotogramétricos, por se encontrarem desactualizados, fruto de novas construções. Apesar de ser uma zona de cultivo, sem passagem de pessoas, é necessário levantar a linha para se ter distâncias suficientes ao solo, e deixar margem para que se possa construir alguma habitação, sem necessidade de se alterar a linha.

3.3.3 - Soluções adoptadas

Sendo este projecto uma modificação a uma linha existente, é necessário encontrar o processo relativo ao projecto da Linha MT “Ariz-Vila Boa do Bispo”, que se encontra no arquivo da EDP (desenho interno nº 3237), para verificar-se as características em que a linha foi montada. Constata-se que a referida linha é constituída por 3 condutores de Alumínio-Aço de secção 50 mm^2 , tendo sido considerada uma tensão máxima de tracção de 8 daN/mm^2 .

Como já foi referido, esta modificação consiste na colocação de um apoio intermédio, de onde vai ser efectuada uma derivação de um novo ramal para alimentar um novo PT. Por esse motivo, o projecto da alteração tem duas componentes, o dimensionamento do novo apoio, através de cálculos mecânicos, e o dimensionamento do novo ramal, com a execução de cálculos mecânicos e eléctricos.

3.3.4 - Linha de Média Tensão Ariz - Vila Boa do Bispo

3.3.4.1 - Dimensionamento da Linha

Visto que a linha já existe, apenas se vai intercalar um apoio, não será efectuado o cálculo eléctrico.

Tendo em conta que a tensão máxima de tracção da linha antiga é de 8 daN/mm^2 , e os apoios nº 73 e 74 foram dimensionados para esse valor, torna-se necessário não efectuar nenhuma alteração da tensão máxima de tracção no troço a alterar. Caso contrário corria-se o risco de ter de se substituir os apoios devido a alteração dos esforços aplicados. Mas para o novo ramal, a tensão máxima a aplicar vai ser inferior, 7 daN/mm^2 .

Da análise efectuada ao terreno, verificou-se que os apoios não irão ultrapassar os 30 metros de altura, pelo que a pressão dinâmica do vento (em situação de vento máximo) tem o valor de 750 Pa (escalão de vento 1).

3.3.4.1.1 - Cálculo mecânico

Tensão de montagem

Definido o condutor que iremos utilizar (Alumínio-Aço 50mm²), teremos de calcular a tensão de montagem.

Força do vento

- Coeficiente de redução (α) - 0,6;
- Coeficiente de forma (c) - 1,2;
- Pressão dinâmica do vento (q) - Inverno - 300 Pa; Primavera 750 Pa;
- Diâmetro - 0,009 m.

$$F_{Inverno} = 0,6 \times 1,2 \times 30 \times 0,009 = 0,1944 \text{ daN}$$

$$F_{Primavera} = 0,6 \times 1,2 \times 75 \times 0,009 = 0,486 \text{ daN}$$

Coeficiente de sobrecarga

- Peso específico linear (ω_0) - 0,173 Kg/m.

$$m_{Inverno} = \frac{\sqrt{0,173^2 + 0,1994^2}}{0,173} = 1,504$$

$$m_{Primavera} = \frac{\sqrt{0,173^2 + 0,4860^2}}{0,173} = 2,982$$

Vão crítico

$$L_{CR} = \frac{49,48 \times 8}{0,173} \times \sqrt{\frac{24 \times 1,9 \times 10^{-5} \times (15 - (-5))}{1,504^2 + 2,982^2}} = 84,87 \text{ m}$$

O apoio a intercalar vai ser colocado a meio do vão existente (162,21 metros), formando assim dois novos vãos, um de 80,11 metros e outro de 82,10 metros.

Consultando a Figura 2.9, onde se encontra a árvore de decisão que determina o estado atmosférico mais desfavorável, verificamos que o estado mais desfavorável nesta situação, e para ambos os vãos, é o estado atmosférico de Inverno.

Através da equação dos estados (2.20) conseguimos saber a tensão de montagem a aplicar aos condutores em cada vão, consoante a temperatura verificada na altura da montagem.

Tabela 3.1 - Tensões de montagem.

| | Tensão de montagem (daN/mm ²) | | | | | | | | |
|----------------|-------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | -5 °C | 0 °C | 5 °C | 10 °C | 15 °C | 20 °C | 25 °C | 30 °C | 50 °C |
| Vão 1 (73-73A) | 7,531 | 6,857 | 6,211 | 5,600 | 5,032 | 4,515 | 4,056 | 3,657 | 2,579 |
| Vão 2 (73A-74) | 7,510 | 6,841 | 6,201 | 5,596 | 5,036 | 4,527 | 4,075 | 3,682 | 2,616 |

Esforços mecânicos aplicados ao novo apoio

Considerando as formulas presentes nos quadros 9.10 a 9.13 das “Recomendações para Linhas Aéreas de Alta Tensão até 30 kV (M.T.)” editado pela DGE [1] (ver anexo C), podemos calcular os esforços mecânicos aplicados ao novo apoio (nº 73A). O novo apoio vai suportar dois vãos (vão 73-73A e vão 73A-74) e a nova derivação.

Na Figura 3.5 podemos verificar os ângulos que temos que considerar para calcular os esforços mecânicos no novo apoio. Os esforços são calculados para as duas hipóteses de vento descritas anteriormente (equação 2.29).

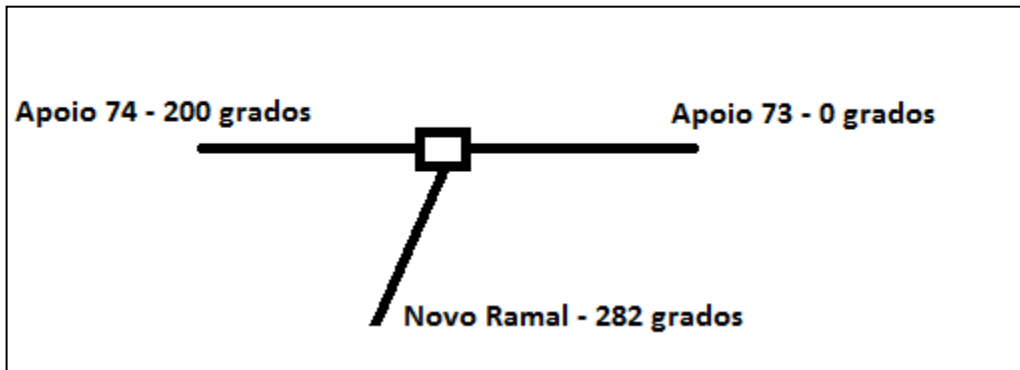


Figura 3.5 - Ângulos a utilizar nos cálculos mecânicos (em graus).

Esforços aplicados pelo vão 73-73A.

- Comprimento do vão - 80,11 metros;
- Ângulo - 0 graus;
- Tensão máxima - 8 daN/mm².

$$\begin{array}{l}
 \text{Hipótese 1} \\
 \left. \begin{array}{l}
 \text{Eixo yy} \left\{ \begin{array}{l}
 F_{vento} = 3 \times 0,238383 \times \cos\left(\frac{0\pi}{200}\right)^2 \times 82,10 + 12 = 69,29 \text{ daN} \\
 F_{tracção} = 3 \times (8 \times 49,48) \times \text{sen}\left(\frac{0\pi}{200}\right) = 0 \text{ daN} \\
 \text{Eixo xx} - F_x = 3 \times (8 \times 49,48) \times \cos\left(\frac{0\pi}{200}\right) = 1187,62 \text{ daN}
 \end{array} \right. \\
 \end{array} \right. \\
 \\
 \text{Hipótese 2} \\
 \left. \begin{array}{l}
 \text{Eixo xx} \left\{ \begin{array}{l}
 F_{tracção} = 3 \times 0,238383 \times \cos\left(\frac{0\pi}{200}\right) \times 82,10 \times \left(\frac{1}{5}\right) = 1187,62 \text{ daN} \\
 F_{vento} = 3 \times (8 \times 49,48) \times \text{sen}\left(\frac{0\pi}{200}\right) = 0 \text{ daN} \\
 \text{Eixo yy} - F_y = 3 \times (8 \times 49,48) \times \text{sen}\left(\frac{0\pi}{200}\right) = 0 \text{ daN}
 \end{array} \right. \\
 \end{array} \right.
 \end{array}$$

Tabela 3.2 - Esforços aplicados ao apoio 73A pelo vão 73-73A.

| Hipóteses | Esforço | | |
|------------|----------|----------|----------|
| | Fx (daN) | Fy (daN) | Fz (daN) |
| Hipótese 1 | 1187,52 | 69,29 | 20,79 |
| Hipótese 2 | 1187,52 | 0 | 20,79 |

Esforços aplicados pelo vão 73A-74.

- Comprimento do vão - 82,10 metros;
- Ângulo - 200 graus;
- Tensão máxima - 8 daN/mm².

Tabela 3.3 - Esforços aplicados ao apoio 73A pelo vão 73A-74.

| Hipóteses | Esforço | | |
|------------|----------|----------|----------|
| | Fx (daN) | Fy (daN) | Fz (daN) |
| Hipótese 1 | -1187,52 | 70,71 | 21,30 |
| Hipótese 2 | -1187,52 | 0 | 21,30 |

Esforços aplicados pelo vão 73A-1 (Derivação para novo ramal).

- Comprimento do vão - 115 metros;
- Ângulo - 282 graus;
- Tensão máxima - 7 daN/mm².

Tabela 3.4 - Esforços aplicados ao apoio 73A pelo vão 73A-1.

| Hipóteses | Esforço | | |
|------------|----------|----------|----------|
| | Fx (daN) | Fy (daN) | Fz (daN) |
| Hipótese 1 | -289,89 | -979,72 | 29,84 |
| Hipótese 2 | -214,05 | -997,82 | 29,84 |

Esforços totais aplicados ao novo apoio (apoio nº 73A)

Tabela 3.5 - Esforços totais aplicados ao apoio 73A.

| Hipóteses | Esforço | | |
|------------|----------|----------|----------|
| | Fx (daN) | Fy (daN) | Fz (daN) |
| Hipótese 1 | 290 | 1156 | 71,94 |
| Hipótese 2 | 366 | 998 | 71,94 |

Escolha do Apoio

Como o apoio a aplicar nesta linha é de betão torna-se dispensável calcular os esforços verticais (Fz), pois a estrutura constituinte do apoio suporta elevadas cargas verticais.

Consultando a lista de postes disponibilizada pelos fabricantes, e que a EDP Distribuição utiliza concluiu-se que o poste a utilizar será do tipo **MM06-2750** de 16 metros, que suporta valores de esforços superiores ao calculado deixando ainda alguma folga.

Podemos verificar se o apoio suporta os esforços através das equações das linhas vectoriais do apoio escolhido (2.29 e 2.30).

- Para a Hipótese 1 (vento principal)

$$\frac{F_{PVP}}{2750} + \frac{F_{SVP}}{1300} < 1 \Leftrightarrow 0,643 < 1$$

- Para a Hipótese 2 (vento secundário):

$$\frac{F_{PVS}}{2153} + \frac{F_{SVS}}{1018} < 1 \Leftrightarrow 0,823 < 1$$

Como podemos verificar, o apoio escolhido suporta os esforços mecânicos da linha.

Amarração e fixação dos condutores

Como os apoios nº 73 e 74 são do tipo GAL, a escolha da amarração no novo apoio, apesar de a disposição ser em alinhamento, escolheu-se a amarração do tipo GAN (Galhardete para função Ângulo), pois neste apoio encontra-se uma derivação, e este tipo de amarração aumenta a distância entre condutores, levando a uma maior segurança.

Como no apoio nº 73 a fixação dos condutores é efectuada através de cadeias de amarração reforçada (AR), no apoio nº 74 a fixação dos condutores é efectuada através de isoladores rígidos verticais (RV) e como no apoio intermédio vai existir uma derivação optou-se por fixar os condutores através de cadeias de amarração reforçada.

Distâncias mínimas

Ao solo, arvores, edifícios e obstáculos diversos

A escolha da altura do poste a aplicar, obedeceu à aplicação dos artigos 27º, 28º, 29º e 30º do RSLEAT [3]. Da análise do terreno verificou-se que a zona por onde a linha passará, é uma zona de cultivo, sem edifícios, árvores e obstáculos diversos à volta, pelo que neste caso apenas se aplica o artigo 27º do regulamento. Para evitar futuras alterações, devido a futuras construções optou-se por aplicar um poste de betão de 16 metros, que deixa uma altura útil de pelo menos 10 metros em cada vão. Como se pode verificar esta escolha cumpre as normas estabelecidas no regulamento.

Entre condutores

De acordo com o artigo 31º do RSLEAT [3], os condutores devem de estar separados por uma distância mínima de 45 cm, de forma a não se aproximarem devido às oscilações provocadas pelo vento.

Para calcular as distâncias mínimas entre condutores será necessário calcular a flecha máxima (2.28 e 2.31).

Tabela 3.6 – Flecha máxima e distância mínima entre condutores.

| | Flecha máxima (m) | Distância mínima (mm) |
|----------------|----------------------|--------------------------|
| Vão 1 (73-73A) | 1,09 | 544 |
| Vão 2 (73A-74) | 1,13 | 552 |

No quadro seguinte podemos verificar as diferentes distâncias proporcionadas pelos diferentes tipos de amarração utilizados.

Tabela 3.7 - Distâncias garantidas pelos diferentes tipos de amarrações.

| Tipos de Amarração | Distâncias (mm) | | |
|--------------------|-----------------|------|------|
| | d1 | d2 | d3 |
| GAN - GAN | 1500 | 1922 | 1922 |
| GAN - GAL | 1500 | 2061 | 2061 |

Considerando as distâncias que os diferentes tipos de amarração permitem, podemos verificar que todos os vãos possuem distâncias superiores ao mínimo necessário, logo estão garantidas as distâncias mínimas definidas no regulamento.

Perfil da Linha

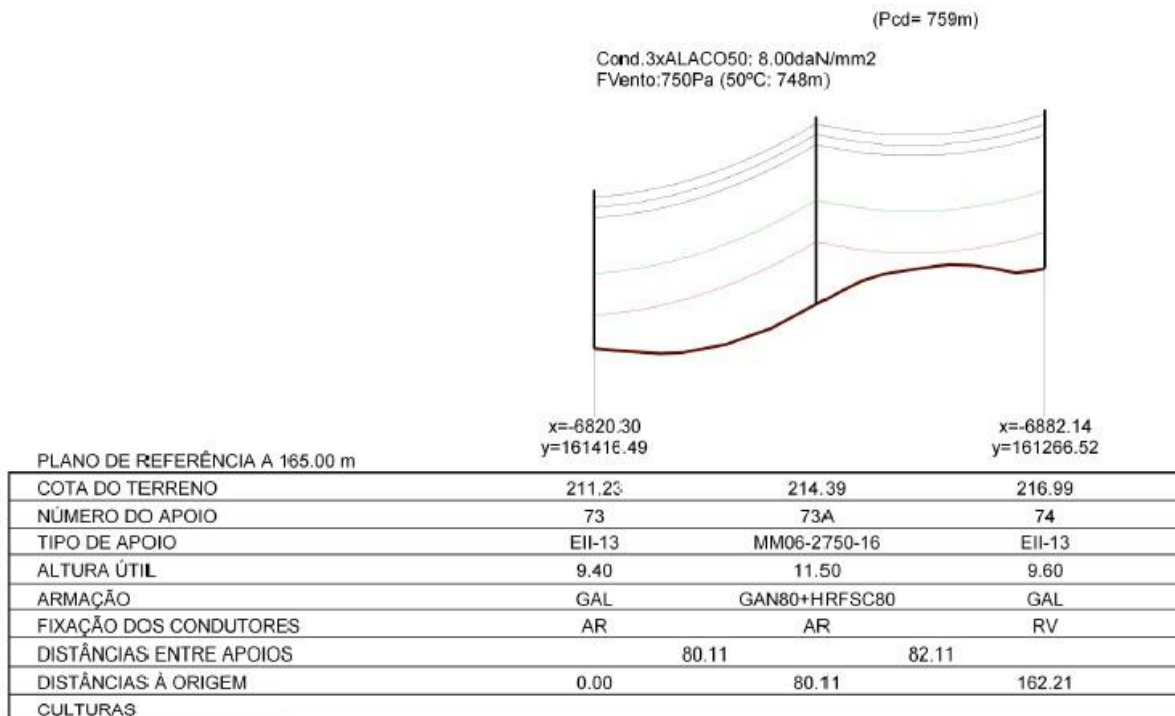


Figura 3.6 - Perfil da Linha Ariz-Vila Boa do Bispo (Fonte SIT-DM).

Pela análise da Figura 3.6 podemos constatar que o dimensionamento cumpre todas as condições de segurança, como por exemplo a distância dos condutores ao solo (linha vermelha).

3.3.5 - Linha Vila Boa do Bispo - Lajes II N° 318/MCN

Sendo este novo ramal curto (149 metros), optou-se por diminuir as tensões máximas para 7 daN/mm² no primeiro vão do ramal (entre o apoio n° 73A e o apoio n° 1), e para 6 daN/mm² para o segundo vão (entre o apoio n°1 e o novo PT). Assim tal como na linha principal, a pressão dinâmica do vento tem o valor máximo de 750 Pa, pois nenhum apoio ultrapassa os 30 metros de altura.



Figura 3.7 - Perspectiva da Linha MT a construir (novo ramal) (Fonte SIT-DM).

3.3.5.1 - Dimensionamento da Linha

3.3.5.1.1 - Cálculo Eléctrico

Como se trata de uma linha nova, decidiu-se efectuar o cálculo eléctrico deste ramal, para assim conhecermos as características da linha.

Intensidade de Corrente

A escolha do Posto de Transformação recaiu num PT Aéreo de 160 kVA. Por aplicação da expressão 3.5 é possível saber a corrente de serviço que circula no novo ramal.

$$I_s = \frac{160 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 15 \times 10^3} = 6,158 \text{ A}$$

Parâmetros da Linha

Pela análise das expressões que permitem calcular os parâmetros da linha (2.7 a 2.13) verificamos que é necessário conhecer a distância entre condutores. Como temos dois vãos diferentes é necessário saber a distância entre os condutores para cada vão e só depois calcular os parâmetros da linha MT.

Tabela 3.8 - Distâncias garantidas pelos diferentes tipos de amarrações.

| Tipos de Amarração | Distâncias (mm) | | | |
|--------------------|-----------------|------|------|------------------|
| | d1 | d2 | d3 | Entre condutores |
| HRFSC 80 - GAN | 870 | 1370 | 1809 | 1295 |
| GAN - HPT4 | 870 | 1370 | 1809 | 1295 |

Pela análise da Tabela 3.8 verifica-se que em ambos os vãos a distância entre condutores é a mesma, logo não será necessário calcular os parâmetros de cada vão.

Na tabela seguinte podemos verificar todos os parâmetros eléctricos que caracterizam esta linha.

Tabela 3.9 – Parâmetros electricos da nova Linha de Média Tensão.

| Parâmetro Eléctrico | D=0,149 km | |
|---------------------|----------------------------|------------------------------|
| Resistência | 0,560 Ω /Km | $8,78 \times 10^{-2} \Omega$ |
| Indutância | $1,18 \times 10^{-3}$ H/Km | $1,75 \times 10^{-4}$ H |
| Reactância | 0,371 Ω /Km | $5,51 \times 10^{-2} \Omega$ |
| Capacidade | $9,84 \times 10^{-9}$ F/Km | $1,47 \times 10^{-9}$ F |
| Susceptância | $3,09 \times 10^{-6}$ F/Km | $4,62 \times 10^{-7}$ F |

Queda de Tensão

Sabendo que nas linhas de distribuição a componente reactiva não pode ultrapassar os 40% da componente activa da potência obtemos um factor de potência de 0,93 ($\cos \varphi = 0,93$).

Para efectuar o cálculo da queda de tensão no ramal, é necessário saber a impedância total da linha (2.15), bem como as correntes (2.16 e 2.17) que nela circulam.

$$I_1 = 4,62 \times 10^{-7} \times \frac{15000}{\sqrt{3}} = 0,004 \text{ A}$$

Como $I_0 \gg I_1$ despreza-se o I_1 , ficando $I_0 = I_L$.

Com estes dados e com os calculados anteriormente para a resistência e para a reactância é possível calcular a queda de tensão máxima (2.18) nesta linha.

$$\Delta U = 1,17 \text{ V}$$

Como podemos verificar a queda de tensão nesta linha é de apenas 1,17 V, o que corresponde a cerca de 0,0078% em relação à tensão nominal (15 kV). Isto deve-se ao facto de possuímos uma tensão elevada e uma corrente baixa, o que faz com que mais uma vez se prove o porquê de a EDP Distribuição, para pequenos ramais, “desprezar” os cálculos eléctricos.

Perdas de Energia

Aplicando a expressão 2.19 podemos calcular as perdas na linha MT.

$$Perdas = 11,556 \text{ W}$$

Como seria de esperar estas perdas são relativamente pequenas, apenas 0,00722% da potência transmitida por esta linha, pelo que na prática podemos considerar que não existem perdas de energia na nova linha de média tensão

3.3.5.1.2 - Cálculo Mecânico

Tensão de montagem

Para o cálculo da distância mínima entre condutores é necessário encontrar-se a tensão de montagem para a situação de flecha máxima. A situação de flecha máxima é calculada, para linhas de 2ª Classe (entre os 1,5 kV e os 40 kV de tensão nominal), para uma temperatura de +50 °C e sem sobrecarga de vento [3] (Tabela 3.10).

Tabela 3.10 – Tensões de montagem, para a situação de flecha máxima.

| Tensão de montagem, para +50 °C (daN/mm ²) | |
|-----------------------------------------------------------|------|
| Vão 1 (73A-1) | 2,27 |
| Vão 2 (1-PT) | 1,51 |

Quando se efectua a montagem dos condutores e a sua regulação é necessário verificar qual a temperatura verificada na altura da montagem, para se encontrar qual a tensão a aplicar aos condutores e o valor da flecha (Tabela 3.11 e Tabela 3.12).

Tabela 3.11 – Tensões de montagem, para as várias condições atmosféricas no acto da montagem.

| | Tensão de montagem (daN/mm ²) | | | | | | | |
|---------------|-------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | -5 °C | 0 °C | 5 °C | 10 °C | 15 °C | 20 °C | 25 °C | 30 °C |
| Vão 1 (73A-1) | 3,850 | 3,603 | 3,387 | 3,198 | 3,032 | 2,884 | 2,753 | 2,637 |
| Vão 2 (1-PT) | 7,995 | 7,242 | 6,94 | 5,755 | 5,029 | 4,325 | 3,655 | 3,041 |

Tabela 3.12 – Flechas de montagem, para as várias condições atmosféricas no acto da montagem.

| | Flechas de montagem (m) | | | | | | | |
|---------------|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | -5 °C | 0 °C | 5 °C | 10 °C | 15 °C | 20 °C | 25 °C | 30 °C |
| Vão 1 (73A-1) | 1,497 | 1,600 | 1,702 | 1,803 | 1,902 | 1,999 | 2,094 | 2,186 |
| Vão 2 (1-PT) | 0,062 | 0,068 | 0,076 | 0,086 | 0,098 | 0,114 | 0,135 | 0,162 |

Esforços mecânicos aplicados aos novos apoios

Os esforços mecânicos aplicados ao apoio, de onde se efectua a derivação (apoio nº 73A), foram calculados anteriormente, pelo que apenas se efectua os cálculos para o apoio nº 1 da derivação e para o PT.

Apoio nº1

Na Figura 3.8 podemos verificar os ângulos que temos que considerar para calcular os esforços mecânicos no apoio nº1 do novo ramal de MT.

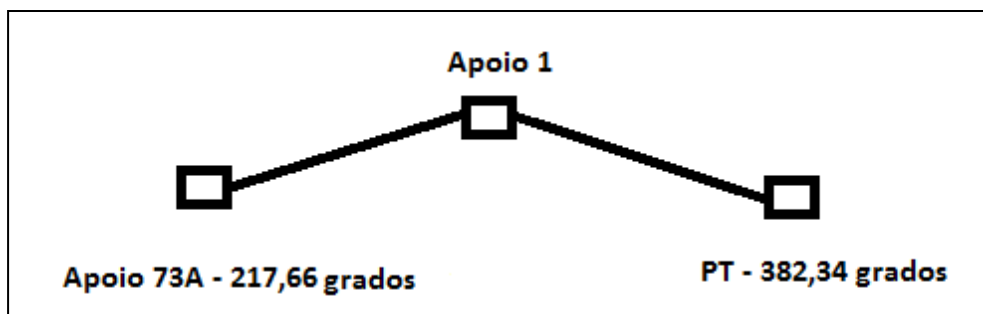


Figura 3.8 - Ângulos a utilizar nos cálculos mecânicos (em grados).

Esforços aplicados pelo vão 73A-1.

- Comprimento do vão - 115,06 metros;
- Ângulo - 217,66 grados;
- Tensão máxima - 7 daN/mm².

Tabela 3.13 - Esforços aplicados ao apoio 1 pelo vão 73A-1.

| Hipóteses | Esforço | | |
|------------|----------|----------|----------|
| | Fx (daN) | Fy (daN) | Fz (daN) |
| Hipótese 1 | -999,36 | -196,45 | 29,86 |
| Hipótese 2 | 15,22 | 0 | 29,86 |

Esforços aplicados pelo vão 1-PT.

- Comprimento do vão - 33,68 metros;
- Ângulo - 382,34 grados;
- Tensão máxima - 6 daN/mm².

Tabela 3.14 - Esforços aplicados ao apoio 1 pelo vão 1-PT.

| Hipóteses | Esforço | | |
|------------|----------|----------|----------|
| | Fx (daN) | Fy (daN) | Fz (daN) |
| Hipótese 1 | 856,59 | 209,63 | 8,74 |
| Hipótese 2 | 4,46 | 0 | 8,74 |

Esforços totais aplicados ao novo apoio (apoio nº 1)

Tabela 3.15 - Esforços totais aplicados ao apoio 1.

| Hipóteses | Esforço | | |
|------------|----------|----------|----------|
| | Fx (daN) | Fy (daN) | Fz (daN) |
| Hipótese 1 | 651 | 143 | 38,60 |
| Hipótese 2 | 20 | 0 | 38,60 |

Apoio do PT**Esforços aplicados pelo vão 1-PT.**

- Comprimento do vão - 33,68 metros;
- Ângulo - 0 grados
- Tensão máxima - 6 daN/mm²;

Tabela 3.16 - Esforços aplicados ao apoio do PT pelo vão 1-PT.

| Hipóteses | Esforço | | |
|------------|----------|----------|----------|
| | Fx (daN) | Fy (daN) | Fz (daN) |
| Hipótese 1 | 890,64 | 36,09 | 8,74 |
| Hipótese 2 | 0 | 0 | 0 |

Escolha do Apoio

O apoio escolhido para suportar este ramal é um **MP02-1200** de 16 metros, pois suporta esforços superiores aos calculados.

- Para a Hipótese 1 (vento principal)

$$\frac{F_{PVP}}{1200} + \frac{F_{SVP}}{560} < 1 \Leftrightarrow 0,806 < 1$$

- Para a Hipótese 2 (vento secundário):

$$\frac{F_{PVS}}{808} + \frac{F_{SVS}}{377} < 1 \Leftrightarrow 0 < 1$$

Como podemos verificar, o apoio escolhido suporta os esforços mecânicos da linha.

Amarração e fixação dos condutores

Como esta linha é uma derivação da linha principal, no apoio 73A, a amarração nesse apoio é uma HRFSC 80 (esteira horizontal). A chegada ao PT também se efectua através de uma esteira horizontal (HPT4). A escolha do tipo de amarração no apoio nº1 recaiu numa GAN, pois este tipo de amarração aumenta a distância entre condutores. A fixação dos condutores nos apoios fim de linha (nº73A e PT) é reforçada (AR) e no apoio intermédio (nº1) é uma amarração simples (A), pois permite neste local criar uma “ponto fraco” na rede, com a colocação de hastes de descargas.

Distâncias mínimas

Ao solo, arvores, edifícios e obstáculos diversos

A zona afectada pela linha é uma zona de cultivo, por isso não possui edifícios nem árvores, logo a única preocupação é a distância dos condutores ao solo. Este problema é facilmente resolvido com a colocação de apoios elevados.

Entre condutores

Tabela 3.17 - Flecha máxima e distância mínima entre condutores.

| | Flecha máxima (m) | Distância mínima (mm) |
|---------------|----------------------|--------------------------|
| Vão 1 (73A-1) | 2,53 | 795 |
| Vão 2 (1-PT) | 0,327 | 332 |

Na Tabela 3.18 podemos verificar as diferentes distâncias proporcionadas pelos diferentes tipos de amarração utilizados.

Tabela 3.18 - Distâncias garantidas pelos diferentes tipos de amarrações.

| Tipos de Amarração | Distâncias (mm) | | |
|-----------------------|-----------------|------|------|
| | d1 | d2 | d3 |
| HRFSC 80 - GAN | 870 | 1370 | 1809 |
| GAN - HPT4 | 870 | 1370 | 1809 |

Considerando as distâncias que os diferentes tipos de amarração permitem, podemos verificar que todos os vãos possuem distâncias superiores ao mínimo necessário, logo estão garantidas as distâncias mínimas definidas no regulamento.

Perfil da Linha

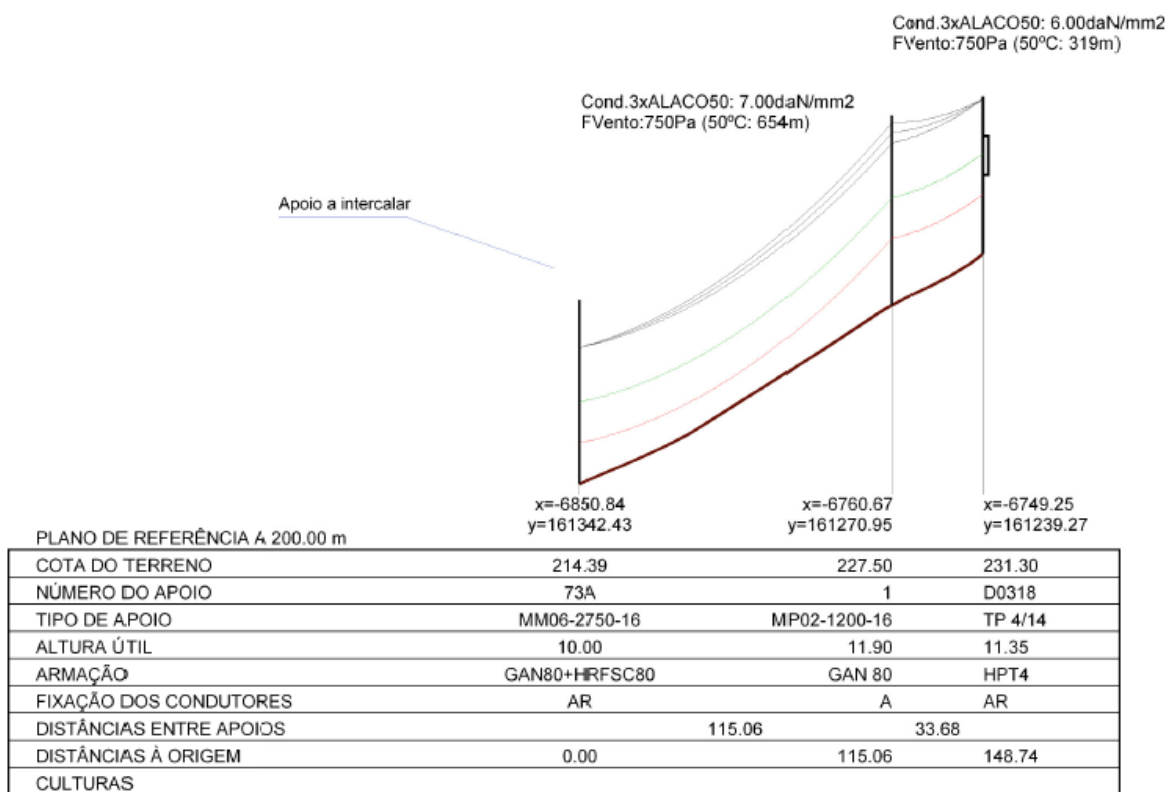


Figura 3.9 - Perfil da Linha Vila Boa do Bispo-Lajes II (Fonte SIT-DM).

Na Figura 3.9 podemos visualizar o perfil da linha que deriva do apoio 73A para o PT. Podemos também visualizar que todas as distâncias definidas no regulamento são cumpridas.

No apoio 1 da nova linha, utilizamos uma armação em galhardete, e no segundo vão diminui-se a tensão máxima, pois a distância é relativamente curta, colocando assim os apoios a suportar menos esforços.

Capítulo 4

Estudos e aplicações desenvolvidas no âmbito da elaboração do Projecto

No decorrer do trabalho, e respondendo às solicitações do Departamento onde decorreu o trabalho, tivesse a possibilidade de efectuar alguns estudos e de desenvolver duas aplicações em Visual Basic [32], usando o Excel, visando verificar as escolhas efectuadas e automatizar alguns dos cálculos realizados, e demonstrados no capítulo anterior.

Assim, para a média tensão desenvolveu-se duas aplicações, “*Cálculo_Eléctrico*” e “*Distância_Condutores*”. Foi também realizado um estudo para identificar a melhor escolha para a construção de um novo PT, e estudar a rede de BT alimentada por esse novo PT.

Neste capítulo pretende-se descrever detalhadamente a aplicação desenvolvida, e os estudos efectuados.

4.1 - Estudo de Queda de Tensão na Rede BT

Com a finalidade de estudar qual seria a melhor secção do condutor a utilizar na rede de distribuição de baixa tensão efectuou-se o estudo de quedas de tensão, para que estas não ultrapassassem o estipulado no RSRDEEBT (artigo 9º) [14] e no RTIEBT [16].

No regulamento e nas regras técnicas está estipulado que a queda de tensão máxima admissível entre a QGBT e a portinhola do cliente não deve de ser superior a 8%.

Partindo deste pressuposto e atendendo as distâncias entre o PT e o ultimo clientes ser longa, foi definido que o condutor a utilizar seria um cabo LXS 4x70+16 mm², pois a distância ainda é longa até ao ultimo cliente.

Atendendo a que todos os clientes possuem uma ligação monofásica, e de modo a equilibrar a corrente em cada uma das fases, cada cliente deverá ser ligado alternadamente a cada uma das fases (ex: cliente 1 a fase L1, cliente 2 a fase L2, cliente 3 a fase L3, cliente 4 a fase L1, etc.).

44 Estudos e aplicações desenvolvida no âmbito da elaboração do Projecto

| Troço | Fase | Dist Rede | Dist (m) | Pot. (kVA) | f.s. | Is (A) | Tipo de Neutro | Fase (mm ²) | Neutro (mm ²) | Tipo de Cabo | ΔU | ΔU | < | 8,52 Ua | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|-----------|----------|------------|-------|--------|----------------|-------------------------|---------------------------|--------------|----------|-------------|-------|---------|-------|-------|---|---|---|---|---|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Saída 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | PT | Poste 1 | L1 | 15,00 | 15,00 | 20,70 | 0,66 | 59,569 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,579 | 0,579 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L2 | | | 20,70 | 0,66 | 59,569 | | | | | 0,579 | 0,579 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L3 | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 0,471 | 0,471 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | N | | | - | - | 13,628 | | | | | 0,108 | 0,108 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Poste 1 | Poste 2 | L1 | 52,00 | 37,00 | 13,80 | 0,77 | 45,941 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 1,162 | 1,162 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L2 | | | 20,70 | 0,66 | 59,569 | | | | | 1,428 | 1,428 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L3 | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 1,162 | 1,162 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | N | | | - | - | 13,628 | | | | | 0,266 | 0,266 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Poste 2 | Poste 3 | L1 | 92,00 | 40,00 | 13,80 | 0,77 | 45,941 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,969 | 0,969 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L2 | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 0,969 | 0,969 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L3 | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 0,969 | 0,969 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | N | | | - | - | 0,000 | | | | | 0,000 | 0,000 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Poste 3 | Poste 4 | L1 | 127,00 | 35,00 | 13,80 | 0,77 | 45,941 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 1,142 | 1,142 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L2 | | | 6,90 | 1,00 | 30,000 | | | | | 0,848 | 0,848 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L3 | | | 6,90 | 1,00 | 30,000 | | | | | 0,848 | 0,848 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | N | | | - | - | 15,941 | | | | | 0,294 | 0,294 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Poste 4 | Poste 5 | L1 | 160,00 | 33,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,522 | 0,522 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L2 | | | 6,90 | 1,00 | 30,000 | | | | | 0,522 | 0,522 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L3 | | | 6,90 | 1,00 | 30,000 | | | | | 0,522 | 0,522 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | N | | | - | - | 0,000 | | | | | 0,000 | 0,000 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Poste 5 | Poste 6 | L1 | 197,00 | 37,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 1,170 | 1,170 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L2 | | | 6,90 | 1,00 | 30,000 | | | | | 1,170 | 1,170 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | L3 | | | 0,00 | 1,00 | 0,000 | | | | | 0,585 | 0,585 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | N | | | - | - | 30,000 | | | | | 0,585 | 0,585 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>R</td> <td>0,579</td> <td>1,741</td> <td>2,709</td> <td>3,851</td> <td>4,373</td> <td>5,543</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>0,579</td> <td>2,007</td> <td>2,975</td> <td>3,823</td> <td>4,345</td> <td>5,516</td> </tr> <tr> <td>T</td> <td>0,471</td> <td>1,633</td> <td>2,602</td> <td>3,449</td> <td>3,971</td> <td>4,556</td> </tr> </tbody> </table> | | | | | | | | | | | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | R | 0,579 | 1,741 | 2,709 | 3,851 | 4,373 | 5,543 | S | 0,579 | 2,007 | 2,975 | 3,823 | 4,345 | 5,516 | T | 0,471 | 1,633 | 2,602 | 3,449 | 3,971 | 4,556 |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| R | 0,579 | 1,741 | 2,709 | 3,851 | 4,373 | 5,543 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| S | 0,579 | 2,007 | 2,975 | 3,823 | 4,345 | 5,516 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| T | 0,471 | 1,633 | 2,602 | 3,449 | 3,971 | 4,556 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Baixas Saída 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 1 | B1 | L1 | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 3,988 | 3,988 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 2 | B2 | L2 | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 5,416 | 5,416 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 3 | B3 | L3 | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 6,011 | 6,011 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 3 | B4 | L1 | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 6,119 | 6,119 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 4 | B5 | L2 | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 7,232 | 7,232 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 5 | B6 | L3 | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 7,381 | 7,381 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 6 | B7 | L1 | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 8,953 | 8,953 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 6 | B8 | L2 | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 8,925 | 8,925 | < | 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Figura 4.1 - Cálculo da Queda de Tensão na Saída 1 do PT.

Como se pode confirmar, todos os troços da Saída 1 do Posto de Transformação encontram-se dentro do regulamentado, não trazendo qualquer inconveniente para o cliente final como se tinha vindo a verificar nos últimos tempos.

Nas outras duas saídas do PT também são cumpridas todas as regras estabelecidas pelos regulamentos [14] e regras técnicas [16][17]. Esse estudo pode ser consultado no Anexo C.

Como todos os troços possuem quedas de tensão inferiores ao estipulado, confirma-se que a escolha do condutor foi a mais correcta.

4.2 - Estudo de Perdas na Rede BT

Foi proposto, pelo departamento onde estava inserido, efectuar um estudo de viabilidade económica da rede anteriormente descrita. Para isso e possuindo o consumo de um PT temos de calcular as perdas na rede, pois na tarifa paga pelo cliente já se insere a contabilização das perdas na rede de distribuição BT [18].

Aproveitando a folha de cálculo construída anteriormente, calculou-se também as perdas máximas de energia:

- Queda de tensão:

$$\Delta U = R \times I \quad (4.1)$$

- Perdas de Energia

$$Perdas = R \times I^2 \quad (4.2)$$

Com base na expressão 4.2 e somando as perdas em todos os troços da rede, chegou-se a perdas máximas de 7,46 kW, o que representa 8% de perdas. Este valor é um pouco elevado tendo em conta que o valor de ajustamento de perdas nas horas de ponta definido no regulamento tarifário [18][21] é de 7,32%. Isto significa que a empresa pode estar a perder dinheiro se a exploração desta rede funcionasse em regime máximo de funcionamento.

4.3 - Estudo de Perdas no transformador

Com a finalidade de se escolher um transformador, para servir um conjunto reduzido de clientes (trinta e dois) efectuou-se uma análise a quatro transformadores, de forma a escolher o melhor transformador a aplicar na rede em estudo, tendo em conta crescimento do consumo de energia e do aglomerado populacional [19].

Os quatro transformadores seleccionados foram os seguintes:

- Transformador de 100 kVA (DMA);
- Transformador de 160 kVA (DMA);
- Transformador de 100 kVA (CEI-76);
- Transformador de 160 kVA (CEI-76).

Analisando as curvas características de perdas de cada transformador, e relacionando com a potência máxima de funcionamento (83,63 kVA) [ver secção 3.2] verificamos que o transformador que apresenta menos perdas é o transformador de 160 kVA construído segundo as DMA's da EDP.

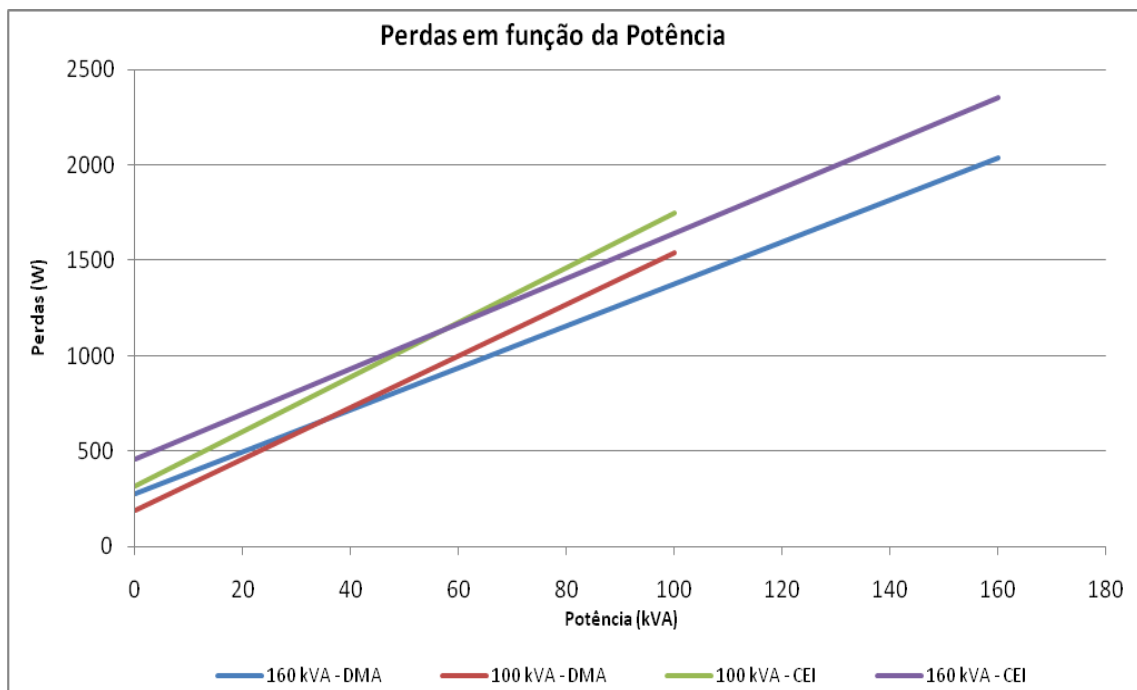


Figura 4.2 - Gráfico com as Perdas dos Transformadores escolhidos para o estudo.

46 Estudos e aplicações desenvolvida no âmbito da elaboração do Projecto

Como se pode constatar na Figura 4.2, o transformador que apresenta menos perdas é o transformador de 160 kVA (DMA) em regime de fornecimento de potência máxima para a rede em estudo. Tal situação não se verifica com muita frequência, para isso recorreu-se à base de dados da EDP - Distribuição, onde se retirou o consumo de um PT de outra rede, durante um mês médio (Março de 2010), mas com as mesmas características deste (PT Aéreo, igual numero de consumidores e zona rural).

Para esse mês obteve-se o seguinte valor de perdas:

Tabela 4.1 – Perdas nos transformadores durante 1 mês.

| Tipo de Transformador | Perdas (kW) |
|-----------------------|-------------|
| 100 kVA (DMA) | 410,508 |
| 160 kVA (DMA) | 424,582 |
| 100 kVA (CEI-76) | 523,254 |
| 160 kVA (CEI-76) | 577,817 |

Apesar de o transformador de 160 kVA apresentar perdas mais elevadas, pela análise dos dados recolhidos verificou-se que numa situação deste tipo, o transformador funcionava numa região muito próxima dos 34 kVA, o que representa praticamente o mesmo valor de perdas de ambos os transformadores construídos segundo DMA's. Por esse motivo, e prevendo um crescimento no consumo, optou-se por escolher o transformador de 160 kVA.

Os transformadores construídos segundo as normas CEI apresentam perdas elevadas, por isso foram excluídos.

4.4 - Estudo Financeiro (Orçamento)

Para a construção do sistema projectado (Rede de distribuição BT, Posto de Transformação, Iluminação Publica (IP) e Linha MT) é necessário efectuar a orçamentação, com vista a aprovação por quadros superiores da empresa.

A EDP Distribuição possui um caderno de encargos relativo a empreitadas, que visam nivelar os gastos em todas as zonas do país, para o mesmo tipo de obras.

Foi com base nesses valores que se efectuou a orçamentação da obra, depois de se fazer um levantamento no terreno do material necessário, pois a rede de distribuição em BT estava construída, sendo necessário apenas substituir algum material degradado com o tempo.

Tabela 4.2 – Orçamento.

| | Custo |
|------------------------|--------------------|
| Rede Aérea MT | 6.800,88 € |
| Rede Aérea BT | 7.348,75 € |
| Posto de Transformação | 9.111,97 € |
| Iluminação Publica | 633,70 € |
| TOTAL | 23.895,30 € |

4.5 - Aplicação “Cálculo_Eléctrico”

Apesar da EDP Distribuição desprezar o cálculo eléctrico, pois as tensões e as secções utilizadas são normalizadas e porque, como vimos anteriormente, a intensidade da corrente de serviço é pequena, fazendo com que a queda de tensão seja insignificante, foi solicitado pelos colaboradores do departamento que elaborasse uma aplicação em Excel que efectuasse o cálculo eléctrico, e onde se pudesse constatar o porquê de o desprezar.

Uma vez traçados os objectivos da aplicação a elaborar, estruturou-se a interface, de modo a ser o mais intuitivo possível para o utilizador.

Na Figura 4.3 podemos ver a interface de inserção dos dados necessários para efectuar o cálculo.

| Cálculo Eléctrico | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------|------|--------------------|-----------------------------------|---------------|------|
| Tipo de Condutor | | Al-Aço | | Ωmm ² /km °C ⁻¹ | Potência | | kW | Nº Condutores por fase | | 1 |
| Secção do Condutor | | 50 | | | Tensão | | kV | μ Permeabilidade do condutor | | 1 |
| Resistividade | | 29,200 | | | cos (φ) | 0,93 | | d (dist entre condut de uma fase) | | |
| Coeficiente temperatura | | 0,0039 | | | | | | Temp. previsível de funcionamento | | 50 |
| DADOS DO CONDUTOR | | | | | | | | | | |
| Designação | | Área (mm ²) | | | Nº de Fios | | Diametro fios (mm) | | Diametro (mm) | |
| Antiga | Nova | Alumínio | Aço | Total | Alumínio | Aço | Alumínio | Aço | Alma | Cabo |
| 50 | 42-ALi7-STiA | 42,4 | 7,1 | 49,5 | 6 | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Massa por Unidade de comprimento (kg/km) | Carga de Rotura Nominal (kN) | Resistência Eléctrica máxima a 20°C | Modulo de Elasticidade Final (N/mm ²) | Coeficiente linear de expansão (K ⁻¹) | Capacidade Nominal (A) | | | | | |
| 172,4 | 14,93 | 0,6765 | 76000 | 0,0000186 | 205 | | | | | |
| $r' = \sqrt{Rd^{n-1}}$ 0,0045 | | | | | | | | | | |

Figura 4.3 – Interface de inserção de dados na aplicação "Cálculo_Eléctrico".

Para se efectuar o cálculo eléctrico de uma linha de Média Tensão é necessário conhecer algumas características, como a potência do PT a alimentar, a tensão nominal da rede e o tipo de condutor a utilizar.

Na Figura 4.3 as células a amarelo são utilizadas para os dados que o utilizador terá de introduzir, nas células a azul estão todos os dados que a aplicação “vai buscar” a tabelas e a outros elementos para o cálculo eléctrico.

No cálculo a distância entre condutores influencia, pelo que ao longo de uma linha a disposição dos condutores pode ser alterada, dependendo dos problemas encontrados no terreno. Colocado este problema, resolveu-se esse facto com a introdução de uma tabela onde se coloca o nome do vão (para fácil identificação), o comprimento desse vão e a disposição desse condutor no inicio e no fim do vão e.

A aplicação, com base nessa disposição dos condutores calcula a distância entre condutores bem como a distância equivalente entre fases.

Essa interface pode ser visualizado na Figura 4.4, onde à semelhança da figura anterior, a amarelo encontra-se os dados que temos que introduzir, a azul as informações que obtemos com a introdução desses dados, e a verde os cálculos efectuados.

A aplicação “Distância_Condutores” apresenta um interface bastante simples e intuitivo, Figura 4.5. Os campos coloridos a laranja, devem ser preenchidos pelo utilizador. Nesta primeira fase deve de ser escolhido o tipo de condutor, a altura acima do solo em que se encontram as linhas, a tensão nominal da linha e se a zona é ou não uma zona de gelo. A aplicação com a escolha do condutor e com a definição se a zona onde se encontra a linha é uma zona de gelo ou não, calcula automaticamente os coeficientes de sobrecarga em ambos os estados (Inverno ou Primavera).

Para uma melhor descrição das capacidades da aplicação, vamos adoptar, como na secção anterior, o exemplo do ramal em estudo (Capítulo 3), Figura 4.6.

| | | | | |
|-------------------------------------------------|---------------------|------------------------------------|--|-------------------------------|
| Linha : | | Linha Vila Boa do Bispo - Lajes II | | Calcular |
| Condutor ? | Alumínio-Aço 50 mm2 | | | |
| Altura acima do solo, h (m) ? | 16 | | | |
| Tensão Nominal da Linha (kV) | 15 | | | Limpar |
| Estados Atmosféricos: | | | | |
| Inverno | | | | |
| Zona de Gelo ? | Não | | | |
| Espessura da manga de gelo, e (m) | 0 | | | |
| Temperatura, θ_1 (°C) | -5 | | | |
| Pressão dinâmica, q_1 (Pa) | 300 | | | |
| Força do vento, F1 (Kg/m) | 0,1944 | | | |
| Coef. Sobrecarga, m1 | 1,504 | | | |
| Primavera | | | | |
| Temperatura, θ_2 (°C) | 15 | | | |
| Pressão dinâmica, q_2 (Pa) | 750 | | | |
| Força do vento, F2 (Kg/m) | 0,48600 | | | |
| Coef. Sobrecarga, m2 | 2,982 | | | |
| Características do condutor escolhido: | | | | Imprimir |
| Secção real, S (mm ²) | 49,48 | | | |
| Diâmetro real, d (m) | 0,009 | | | |
| Peso Próprio, w0 (daN/m) | 0,173 | | | |
| Coef. Dil. Térm. Linear (°C) | 1,90E-05 | | | |
| Módulo de Elasticidade, E (Kg/mm ²) | 8100 | | | |
| II gelo | 900 | | | |
| Coeficiente de Redução, α | 0,6 | | | |
| Coeficiente de Forma, c | 1,2 | | | |
| Coef. de Sobrecarga Montagem, mmont. | 1 | | | Tensões e Flechas de Montagem |

Figura 4.6 - Aplicação "Distância_Condutores" - Cálculo dos coeficientes de sobrecarga.

Numa segunda fase é essencial introduzir os dados da linha, nomeadamente o comprimento de cada vão, a tensão máxima bem como a disposição dos condutores, Figura 4.7.

Na Figura 4.7 podemos visualizar que também podemos introduzir a cota dos apoios, sendo esta facultativa. A não introdução de dados neste campo leva a que a aplicação efectue o cálculo como se os apoios estivessem em patamar. A introdução do comprimento máximo dos isoladores também é opcional, sendo que para as linhas de Média Tensão de 15 kV considera-se zero metros.

Se a introdução de dados estiver correcta aparece antes do nome do vão um quadrado verde, para informar o utilizador que a introdução de dados está correcta. Caso não estivesse correcta apareceria um quadrado amarelo.

Carregando no botão “Calcular” (ver Figura 4.6), a aplicação efectua os cálculos para determinar se a armação escolhida apresenta uma distância mínima regulamentar. Está distância é calculada com base na flecha máxima, que por sua vez é obtida através da tensão de montagem para 50 °C.

| Linha : | Linha Vila Boa do Bispo - Lajes II | | | | | | | | |
|--------------------------|------------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Condutor | Alumínio-Aço 50 mm ² | | | | | | | | |
| Tensão de Montagem (daN) | | | | | | | | | |
| Vão | L (m) | - 5 °C | 0 °C | 5 °C | 10 °C | 15 °C | 20 °C | 25 °C | 30 °C |
| 73A - 1 | 115,06 | 3,850 | 3,603 | 3,387 | 3,198 | 3,032 | 2,884 | 2,753 | 2,637 |
| 1 - PT | 33,68 | 7,995 | 7,242 | 6,494 | 5,755 | 5,029 | 4,325 | 3,655 | 3,041 |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| Flechas de Montagem (m) | | | | | | | | | |
| Vão | L (m) | - 5 °C | 0 °C | 5 °C | 10 °C | 15 °C | 20 °C | 25 °C | 30 °C |
| 73A - 1 | 115,06 | 1,510 | 1,614 | 1,716 | 1,818 | 1,918 | 2,016 | 2,112 | 2,205 |
| 1 - PT | 33,68 | 0,062 | 0,069 | 0,076 | 0,086 | 0,099 | 0,115 | 0,136 | 0,163 |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

Figura 4.9 - Aplicação "Distância_Condutores" – Resultados da linha em estudo (tensões e flechas de montagem).

Capítulo 5

Estudo de Viabilidade Económica

A decisão de aceitar, ou não, um projecto de investimento ou de seleccionar um projecto de investimento entre várias alternativas só deve ser tomada com recurso a critérios objectivos de avaliação.

Estes critérios variam conforme a natureza dessa avaliação (económica, financeira, operacional, social, etc.) e a sua quantificação depende de técnicas bem precisas ou, simplesmente, de factores de ponderação estimados. Neste capítulo, trataremos apenas critérios de natureza económica, para verificar se o investimento é rentável do ponto de vista económico ou se é um investimento que visa uma melhoria social, pois estava em causa a qualidade de serviço.

Na temática de selecção dos projectos de investimento abordam-se modelos de análise de viabilidade económica, de modo a que um agente de decisão possa ter em conta se deve ou não investir em determinado projecto.

Como modelos de análise de viabilidade económica realçam-se o valor actualizado líquido (VAL), taxa interna de rentabilidade (TIR) e período de recuperação do investimento (PRI) ou payback.

Neste caso específico, a EDP Distribuição - Energia, SA obtém os seus proveitos através das tarifas de uso da rede de distribuição [18][20], pois a empresa não obtém proveitos pela comercialização de energia, mas sim pela exploração das suas redes.

Para este estudo prevê-se um aumento do consumo na ordem dos 4% por ano [19]. Este valor não só entra em conta com a actual situação económica mas também com o aumento dos clientes na zona, o que faz com que o consumo aumente.

5.1 - Valor Actualizado Líquido (VAL)

Para o cálculo do valor actualizado líquido (VAL) de um projecto de investimento, consideram-se todos os investimentos e todas as componentes de exploração. Uma das vantagens deste modelo de análise de um projecto de investimento é que através do resultado obtido pode-se concluir se o projecto de investimento é rentável, ou se o projecto de investimento é por responsabilidade social.

Como são considerados todos os fluxos monetários, o valor actualizado líquido (VAL), pode ter valor negativo, positivo ou nulo.

Se o valor for positivo (VAL>0), o projecto será economicamente rentável, porque permite cobrir o investimento, gerar a remuneração exigida pelo investidor e ainda excedentes financeiros.

O caso em que VAL é nulo (VAL=0), é o caso limite de investimento, é um investimento em que o investidor recuperará o valor investido ao longo dos anos de vida útil do projecto.

Quando o VAL é negativo (VAL<0), o projecto considera-se à partida economicamente inviável. Assim sendo, o projecto apenas se realizará por responsabilidade social, não tendo à partida um retorno monetário considerado.

O valor actualizado líquido (VAL) de um projecto de investimento é obtido através da seguinte equação [24]:

$$VAL = (C_0) + \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1+Ta)^j} \quad (5.1)$$

C_0 é o valor do investimento ($C_0 = -23.895,38$ €), denotando-se a natureza da característica algébrica deste parâmetro que assume sinal negativo, considerando o investimento como um custo. O ano zero corresponde ao período de implementação do projecto. A actualização da série anual dos fluxos monetários corresponde à diferença entre as entradas e as saídas de dinheiro, os chamados cash-flows, actualizados durante um período temporal de 30 anos, a uma determinada taxa de actualização ($Ta = 10\%$).

De acordo com os estudos efectuados no Microsoft Excel, os quais encontram-se apresentados em anexo, obteve-se o valor de 4.155,40 € referente ao valor actualizado líquido (VAL) do projecto a 30 anos.

Desta forma, o projecto não é muito aliciante do ponto de vista económico, uma vez que o retorno financeiro é pequeno para o número de anos do projecto, mas permite cobrir o investimento.

5.2 - Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A taxa interna de rentabilidade (TIR) de um projecto corresponde à taxa máxima de remuneração dos capitais a investir, ou seja, a taxa interna de rentabilidade (TIR) é a taxa de actualização para a qual o valor do VAL é nulo. Então, da equação de definição do valor actualizado líquido (VAL) resulta que a TIR satisfará a equação (7.1), a qual assume a seguinte forma [24]:

$$(C_0) + \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1+Ta)^j} = 0 \quad (5.2)$$

A taxa interna de rentabilidade (TIR) é obtida pela resolução da expressão anterior em ordem a Ta , e é geralmente comparada com os custos dos capitais/fontes de financiamento a utilizar no próprio projecto.

Em termos de decisão o projecto só deve ser aceite (em termos económicos) se a taxa interna de rentabilidade (TIR) for superior à taxa de actualização (Ta), devendo ser rejeitado se a mesma for inferior à taxa de actualização (Ta).

O intervalo existente entre a taxa interna de rentabilidade (TIR) e a taxa de actualização (Ta) é um indicador da robustez da solução face ao risco, isto é, de alguma segurança face à incerteza nos seus factores.

De acordo com os cálculos efectuados no Microsoft Excel, presentes em anexo, obteve-se o valor de 11,52% para a taxa interna de rentabilidade (TIR) do projecto a 30 anos, o que significa que o projecto deve de ser efectuado, pois vai possuir algum retorno financeiro.

5.3 - Período de Recuperação do Investimento (PRI)

O período de recuperação do investimento (PRI) ou payback é uma forma de determinar quantos anos se demora a pagar o projecto e a obter os seus lucros, ou seja, é uma forma de medir de maneira mais elaborada, o número de anos a reaver o investimento efectuado.

De acordo com este modelo de avaliação, é de aceitar um projecto quando o período de recuperação do investimento (PRI) ou payback é inferior ao número de anos de vida útil previstos para o mesmo.

Porém, o índice do período de recuperação do investimento (PRI) ou payback deve ser usado fundamentalmente como índice de risco, e não como comparador de projectos, principalmente quando as alternativas têm tempos de vidas diferentes.

O período de recuperação do investimento (PRI) ou payback é obtido através da seguinte equação [24][25]:

$$PRI = j + \frac{CF_j}{CF_j - CF_{j+1}}, \quad (5.3)$$

onde j é o período imediatamente antes do cash-flow acumulado passar a positivo, CF_j corresponde ao cash-flow acumulado para o período j e CF_{j+1} corresponde ao cash-flow acumulado para o período $j+1$.

Através da análise do estudo verificou-se que demora 22,05 anos a pagar-se o investimento, restando os outros 7,95 anos para se obter proveitos do investimento efectuado.

Capítulo 6

Manutenção e Conservação

Uma manutenção cuidada, rigorosa e periódica leva a que os componentes eléctricos tenham uma durabilidade maior, o que pode significar que a médio e longo prazo se efectue menos investimento na sua remodelação, sendo uma das formas de aumentar a qualidade de serviço das redes.

Outra poupança significativa de uma boa manutenção e conservação é a redução de custos devido à indisponibilidade das infra-estruturas, que dependendo do contracto existente pode levar a uma elevada indemnização.

Todas as infra-estruturas existentes (Linhas de Média Tensão, Postos de Transformação e Redes de Distribuição) devem de ser inspeccionados com uma periodicidade regular, para que estas não se degradem, não só em função das condições de funcionamento como também em função das condições climatéricas verificadas. Em regiões que são fortemente afectadas pelas condições climatéricas (zonas costeiras) e em anos em que a existam grandes diferenças de amplitude atmosférica (vagas de calor ou de frio) a periodicidade deve de ser encurtada, para que não exista risco de indisponibilidade dos aparelhos, afectando assim um grande número de utilizadores.

6.1 - Linhas de Média Tensão

Como já vimos anteriormente, uma linha de Média Tensão (MT) é constituída por vários elementos (apoios, isoladores, condutores, seccionadores e interruptores) e é necessário verificar regularmente esses materiais para que a deterioração dos mesmos não seja prejudicial à rede, e impeça o fornecimento de energia aos clientes durante muito tempo.

A manutenção das linhas de MT está a cargo da EDP Manutenção, e não dá EDP Distribuição onde se realizou o trabalho descrito nesta dissertação.

Durante a inspecção é necessário verificar o estado dos apoios da linha, verificando a sua numeração, a sinalização de “Perigo de Morte”, se está desaprumado e verificar se o maciço está em perfeitas condições de estabilidade. Se o apoio for de metal é necessário visualizar as soldaduras e os apertos mecânicos a fim de verificar se existe corrosão, se o apoio for de betão é necessário verificar se existe fissuras ou se o apoio se encontra lascado.

Os isoladores são um material importante numa linha MT, pois é o componente que evita que possa haver acidentes, evitando que os apoios estejam ao mesmo potencial que os condutores. Por isso torna-se importante verificar se os isoladores se encontram rachados, partidos e/ou contornados, se as cadeias de suspensão estão inclinadas ou se é necessário reforçar o isolamento para prevenir acidentes.

Com as condições atmosféricas a alterarem-se quase diariamente, os condutores podem sofrer danos, logo torna-se necessário verificar se os condutores estão em mau estado (fios partidos), se estão desregulados, se as pinças, as uniões, os ligadores e os arcos estão em perfeitas condições e se estes não possuem objectos estranhos.

Como normalmente as redes MT funcionam em anel aberto, os seccionadores/interruptores são um elemento essencial para a manobra e reconfiguração das linhas, por isso é importante estarem sempre em bom estado e funcionais.

Com o evoluir da sociedade e com o crescimento das preocupações ambientais, é natural que apareçam novos edifícios bem como zonas verdes com árvores, logo é necessário manter as linhas com as distâncias regulamentares. É importante então verificar ao longo da linha as distâncias mínimas de segurança, efectuando modificações ao traçado da linha caso seja necessário.

6.2 - Postos de Transformação

Como já foi referenciado anteriormente, a manutenção preventiva de um PT é uma obrigação por parte da entidade exploradora do mesmo, pois só assim se pode garantir que o serviço não seja interrompido durante muito tempo. Sendo o PT o “coração” da transmissão e da distribuição de energia eléctrica é crucial efectuar uma manutenção e conservação regular, pois tem-se a ideia de que o transformador (componente essencial de um PT) são máquinas fortes e robustas, e que nunca avariam, o que é completamente errado. Uma avaria num transformador pode causar danos catastróficos na própria máquina, bem como nos restantes equipamentos que estão ligados (directamente ou indirectamente) ao transformador.

Nas duas subsecções seguintes encontram-se descritos os trabalhos a realizar para efectuar uma manutenção preventiva dos diferentes tipos de postos de transformação (aéreos e de cabine) [31].



Figura 6.1 -. PT a precisar de manutenção (à esquerda verificamos a degradação da tela de impermeabilização, à direita podemos visualizar a degradação do revestimento interior (Pintura)).

6.2.1 - PT aéreos

Durante a inspeção de um Posto de Transformação Aéreo é necessário verificar todos os componentes que estão directamente relacionados com o bom funcionamento do mesmo. A inspeção deve começar pela visualização do estado geral de todos os componentes, sendo depois necessário recorrer a uma inspeção mais minuciosa de todos os constituintes do PT.

Sendo um PT aéreos deve-se visualizar o estado do Apoio, para verificar que não está danificado, pois é este que suporta o transformador. O transformador como é o componente mais importante requer uma atenção especial na sua inspeção, por isso deve-se verificar com cuidado o seu suporte, o estado geral da pintura, o nível do óleo (para verificar se existe fugas) e o estado dos isoladores, tanto do lado primário como do lado do secundário.

O Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) também requer uma especial atenção, pois é o componente que efectua a “distribuição” de energia eléctrica para os diversos clientes. Neste é preciso verificar o estado geral e a pintura do invólucro, a identificação e sinalização do mesmo, e o estado das dobradiças e do cadeado/chave. Já no interior do quadro é necessário verificar o interruptor geral, os relés térmicos, os fusíveis e as suas bases. Sendo a Iluminação Publica (IP) accionada através da existência de uma célula fotoeléctrica, deve-se verificar o estado desta, bem como efectuar um ensaio à IP, para evitar deslocações nocturnas.

Os tubos de protecção e os DST (pára-raios) também constam da lista de componentes a inspeccionar, sendo necessário apenas verificar o estado geral dos mesmos.

6.2.2 - PT cabines

À semelhança dos postos de transformação aéreos, nos postos de transformação de cabines, devem de ser inspeccionados todos os componentes que influenciam o bom funcionamento do mesmo.

Devido aos PT's de Cabine serem de potências elevadas, todos os componentes são de grandes dimensões, quando comparados com os componentes existentes num PT Aéreo, transformador, QGBT, disjuntores e seccionadores.

Deve de ser verificado o estado geral e a limpeza do QGBT e do barramento MT.

O transformador não deve possuir fugas de óleo, por isso é essencial verificar-se o nível do óleo bem como efectuar a sua análise, pois se tiver ocorrido algum problema no transformador durante o seu funcionamento, a análise ao óleo vai-nos permitir detectar esse problema.

Neste tipo de PT, o edifício ou invólucro é um componente chave, pois protege os componentes eléctricos de se deteriorarem mais rapidamente, como também protege as pessoas de correrem riscos.

Deve de ser visualizado o estado geral da construção, da pintura, das janelas, das portas, das fechaduras e das placas de identificação e de segurança. O acesso ao PT deve de estar desimpedido, e no seu interior deve-se verificar a pintura e efectuar uma limpeza.

A ventilação deve de ser ensaiada, para que não haja problemas de temperatura no seu interior.

Anualmente deve de ser feito uma medição e registo da terra de protecção e da terra de serviço, para que estes se mantenham dentro dos níveis definidos na legislação.

6.3 - Rede de Baixa Tensão

À semelhança do que acontece nos postos de transformação e nas linhas de média tensão, cabe à empresa detentora da licença de exploração efectuar a manutenção da rede de baixa tensão. A periodicidade das inspecções deve ser efectuada com um intervalo máximo de 5 anos, sendo que na EDP Distribuição a periodicidade é anual.

Devem de ser visualizados o estado geral dos postes e dos condutores, se estes cumprem as distâncias regulamentares e as tensões de colocação e flechas de regulação. A resistência das terras também deve de ser verificadas.

A iluminação pública também requer uma inspecção, com a verificação do estado dos focos e dos acessórios.

Capítulo 7

Conclusões e trabalhos futuros

Este trabalho possibilitou-me aprofundar alguns dos conhecimentos adquiridos ao longo do meu percurso académico, pois a integração num ambiente profissional engloba a aplicação prática dos conhecimentos adquiridos. Não só permitiu a aplicação de conhecimento como também testou as limitações que possuía na aplicação da teoria à prática.

O estudo de redes de distribuição, junto da empresa que é responsável pela exploração das mesmas, permitiu-me a obtenção de vasta experiência neste tema. Desde o projecto e construção de linhas aéreas de média e baixa tensão até à área de manutenção, fui sempre acompanhado por profissionais que me transmitiram conhecimentos teóricos e práticos, fruto da sua longa experiência profissional.

Para além do conhecimento adquirido, na componente de projecto e manutenção, também tive a possibilidade de desenvolver uma aplicação computacional com utilidade para a empresa que me acolheu, permitindo-me assim desenvolver aptidões no âmbito da programação.

Através do conhecimento adquirido ao longo dos 4 meses, permitir-me interpretar a realidade profissional de forma mais segura.

Dos projectos realizados concluiu-se que nenhum projecto é igual a outro, e que cada projecto deve de ser analisado cuidadosamente, pois cada um possui características específicas, que levam a tomar medidas diferentes em cada uma das situações. Dos estudos realizados, saliento o facto de verificar que em zonas rurais o investimento em novas redes de distribuição pode não ser atractivo, pois não se obtém proveitos significativos. Mas com o evoluir da tecnologia e com o aumento esperado dos consumos e dos centros produtores para os próximos anos, prevê-se um aumento do investimento nas redes de distribuição.

Glossário

Apoio - Elemento de uma linha aérea destinados a suportar os condutores, os cabos de guarda, os isoladores e os acessórios.

Catenária - descreve uma família de curvas planas semelhantes às que seriam geradas por uma corda suspensa pelas suas extremidades e sujeitas à acção da gravidade.

CEI - Norma estabelecida pela Comissão Electrotécnica Internacional.

Condutor - Elemento destinado à condução eléctrica, podendo ser constituído por um fio, conjunto de fios devidamente agrupados, ou por perfis adequados.

Corrente de Serviço - Corrente destinada a ser transportada em serviço normal.

DMA - Norma estabelecida pela EDP - Energias de Portugal.

EDP Distribuição - Energia, SA - empresa do Grupo EDP que opera em Portugal na actividade de distribuição de electricidade. A actividade da EDP Distribuição é regulada pela ERSE, que define as tarifas, parâmetros e preços para a energia eléctrica e outros serviços em Portugal e controla o cumprimento dos níveis de qualidade de serviço exigidos pela DGEG.

Flecha de um Condutor - Distância entre o ponto do condutor onde a tangente é paralela à recta que passa pelos pontos de fixação e a intersecção da vertical que passa por esse ponto com essa recta.

Linha Aérea - Linha eléctrica em que os condutores são mantidos a uma linha altura conveniente acima do solo.

Posto de Transformação - Instalação de alta tensão destinada à transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos.

Rede de Distribuição - Instalação eléctrica destinada à transmissão de energia eléctrica, constituída por canalizações principais e ramais.

Tensão nominal da linha - Tensão pela qual a linha é designada e em relação à qual são referidas as suas características.

Terra de protecção - Circuito de terra a que são ligados todos os elementos condutores da instalação normalmente sem tensão ou com tensões não perigosas, mas sujeitos a uma passagem fortuita de corrente que provoque diferenças de potencial perigosas e não previstas entre esses elementos.

Terra de serviço - Circuito de terra a que são ligados unicamente pontos dos circuitos eléctricos para influenciar as suas condições de exploração, quer limitando o potencial dos condutores em relação ao solo, quer permitindo o funcionamento das protecções.

Transformador - Aparelho eléctrico destinado a transmitir energia eléctrica ou potência eléctrica de um circuito para outro, transformando tensões e/ou correntes.

Vão - é o termo utilizado em engenharia e arquitectura para designar a distância entre os apoios consecutivos de uma estrutura, como uma ponte, uma viga, um cabo eléctrico, um poste.

Referências

- [1] “Recomendações para Linhas Aéreas de Alta Tensão até 30 kV, Direcção Geral de Energia, Edição 1986.
- [2] “Decreto Regulamentar nº 1/92”, Diário da Republica - I Série B, 18 de Fevereiro de 1992.
- [3] “Regulamento de Segurança de Linhas Electricas de Alta Tensão”, Direcção Geral de Energia. Lisboa, Abril de 1993.
- [4] DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia; <http://www.dgge.pt>
- [5] “Portaria nº 401/76” do Ministério da Industria e Tecnologia, Diário da Republica - I Série - Numero 156, 6 de Julho de 1976.
- [6] Cabelte - <http://www.cabelte.pt>, acedido em 10 de Maio de 2010.
- [7] London Metal Exchange - <http://www.lme.com>, acedido em 2 de Junho de 2010.
- [8] Leite, Hélder; “*Elaboração de Projectos de Linhas Aéreas de Distribuição de Energia*”, FEUP 2008.
- [9] EDP Distribuição; “*Empreitada Contínua - Condições Especiais de Contrato*”, Setembro de 2007. Disponível em <http://www.edp.pt>, e acedido a 10 de Abril de 2010.
- [10] Ferreira, José Rui; “*Linhas de Transmissão*”, FEUP, 2004.
- [11] EDP Distribuição; “*Instalações Eléctricas: Guia de coordenação de isolamento - Regras de execução e de montagem*”, Janeiro de 2008.
- [12] Solidal; “*Condutores Eléctricos - Catalogo*”, Quintas & Quintas, Condutores Eléctricos, SA.
- [13] Cavan; “*Catálogo de apoios de betão*”, Cavan SA.
- [14] “*Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão*”, Direcção Geral de Energia. Lisboa, Junho de 1993.
- [15] “*Postos de Transformação Aéreos dos Tipos AI-1 e AI-2*”, Direcção Geral de Energia. Porto, Junho de 1984.
- [16] “*Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão*”, Ministério da Economia e da Inovação. Portaria nº 949-A/2006 de 11 de Setembro.
- [17] Colecção Construir; “*Instalações Eléctricas e Telecomunicações*”, Edições Almedina, SA. Coimbra, Outubro de 2008. ISBN - 978-972-40-3616-8.
- [18] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos; “*Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2010*”, Dezembro de 2009. <http://www.erse.pt>.
- [19] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos; “*Caracterização da procura de energia eléctrica em 2010*”, Dezembro de 2009. <http://www.erse.pt>.

- [20] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos; “*Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2010*”, Dezembro de 2009. <http://www.erse.pt>.
- [21] “*Despacho nº 27650/2009 - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*”, Diário da Republica, 2ª Serie - Nº 249 - 28 de Dezembro de 2009.
- [22] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos; “*Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010*”, Dezembro de 2009. <http://www.erse.pt>.
- [23] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos; “*Estrutura tarifária do sector eléctrico em 2010*”, Dezembro de 2009. <http://www.erse.pt>.
- [24] Ribeiro, Carlos Vitor Timo; “*Como fazer projectos de Viabilidade Económica: Manual de Elaboração*”, 2ª Edição, Carlini & Caniato, 2006.
- [25] Kraychete, Gabriel; “*Como fazer um estudo de Viabilidade Económica*”, Junho de 1997.
- [26] Paiva, José Pedro Sucena; “*Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica*”, IST Press. Lisboa, 2005. ISBN - 972-8469-34-9.
- [27] Monteiro, Cláudio; “*Qualidade de Serviço em Redes de Distribuição*”, FEUP.
- [28] EDP Distribuição; “*Normas para apreciação de projectos*”, Outubro de 2008.
- [29] EDP Distribuição; “*Empreitada Contínua 2007-2009*”, Setembro de 2008.
- [30] Ferreira, José Rui; Neves dos Santos, José; “*Redes de Distribuição de Energia Eléctrica e Baixa Tensão*”, Novembro de 2004.
- [31] EDP - Energias de Portugal, “*Guia de Manutenção de Postos de Transformação*”. Agosto de 2003. Disponível em <http://www.edpdistribuicao.pt>, e acedido a 30 de Março de 2010.
- [32] Loureiro, Henrique; “*Excel Macros & VBA - Curso Completo*”, FCA - Editora de informática, Lda. Lisboa, Janeiro de 2005. ISBN - 972-722-474-1.
- [33] Colecção Construção Civil; “*Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão*”, Rei dos Livros. Lisboa

Anexo A

Características dos condutores de Al-Aço

| Designação | Área (mm ²) | | Nº de fios | | Diâmetro fios (mm) | | Diâmetro (mm) | Massa por unidade de comprimento (kg/km) | Capacidade de corrente Nominal (kA) | Resistência Eléctrica máxima a 23 °C | Módulo de Elasticidade (N/mm ²) | Coeficiente linear de expansão | Capacidade Nominal (A) |
|------------|-------------------------|-------|------------|-----|--------------------|------|---------------|------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| | Alumínio | Aço | Al | Aço | Alumínio | Aço | | | | | | | |
| 30 | 4,4 | 30,6 | 6 | 1 | 2,36 | 2,36 | 7,08 | 106,7 | 9,34 | 1,0932 | 76000 | 18,6E-6 | 150 |
| 42 | 7,1 | 49,5 | 6 | 1 | 3,00 | 3,00 | 9,00 | 172,4 | 14,93 | 0,6765 | 76000 | 18,6E-6 | 205 |
| 60 | 12,6 | 88,0 | 6 | 1 | 4,00 | 4,00 | 12,0 | 306,4 | 25,28 | 0,3806 | 76000 | 18,6E-6 | 300 |
| 80 | 16,9 | 127,2 | 12 | 7 | 2,92 | 2,92 | 8,76 | 588,4 | 66,46 | 0,3958 | 104000 | 15,3E-6 | 325 |
| 96 | 15,3 | 152,8 | 12 | 7 | 3,20 | 3,20 | 9,60 | 706,7 | 77,08 | 0,2992 | 104000 | 15,3E-6 | 365 |
| 116 | 22,0 | 116,2 | 30 | 7 | 2,00 | 2,00 | 6,00 | 432,2 | 42,41 | 0,3065 | 80000 | 17,9E-6 | 345 |
| 135 | 32,5 | 235,1 | 26 | 7 | 3,15 | 2,43 | 7,29 | 813,3 | 68,82 | 0,1425 | 73000 | 18,9E-6 | 565 |
| 160 | 22,0 | 157,9 | 26 | 7 | 2,88 | 2,00 | 6,00 | 547,3 | 47,75 | 0,2124 | 73000 | 18,9E-6 | 435 |
| 260 | 49,5 | 264,5 | 30 | 7 | 3,00 | 3,00 | 9,00 | 972,4 | 90,76 | 0,1362 | 80000 | 17,9E-6 | 585 |
| 325 | 61,7 | 326,1 | 30 | 7 | 3,35 | 3,35 | 10,1 | 1212,6 | 109,38 | 0,1093 | 80000 | 17,9E-6 | 680 |
| 485 | 55,6 | 484,5 | 54 | 7 | 3,18 | 3,18 | 9,54 | 1618,9 | 128,49 | 0,0674 | 70000 | 19,4E-6 | 915 |
| 595 | 29,6 | 595,0 | 42 | 7 | 4,14 | 2,32 | 6,96 | 1792,4 | 119,67 | 0,0511 | 62000 | 21,2E-6 | 1085 |

Figura A.1 - - Características Eléctricas e Dimensionais dos Cabos de Alumínio com Alma de Aço [12].

| AL-AÇO 50 MM2 | | T. MAX. = 8.0 KG/MM2 | | ESCALÃO 1 | | RUA GARCIA HENRIQUE, 211-5. PORTO | | * VAO CRITICO = 85.6 M * | | | | | | | | |
|---------------------|-----|----------------------|------|-----------|------|-----------------------------------|------|--------------------------|------|------|------|------|------|-------|-----|-----|
| S = 49.48 MM2 | | V2 = 22.5 KG/M2 | | M2 = 1.54 | | M2 = 0.2663 KG/M | | | | | | | | | | |
| D = 9.00 MM | | V1 = 54.0 KG/M2 | | M1 = 2.98 | | M1 = 0.5159 KG/M | | | | | | | | | | |
| P0 = 0.0035 KG/CM3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TENSOES DE MONTAGEM | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VAO | -10 | -5 | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 50 | 90 | -5 | 50 | 80 |
| 20 | 0.0 | 7.96 | 7.20 | 6.44 | 5.68 | 4.93 | 4.19 | 3.46 | 2.77 | 2.14 | 1.63 | 1.03 | 0.54 | 21.41 | 276 | 144 |
| 30 | 0.0 | 7.92 | 7.17 | 6.41 | 5.67 | 4.94 | 4.22 | 3.54 | 2.91 | 2.37 | 1.93 | 1.37 | 0.79 | 2129 | 368 | 211 |
| 40 | 0.0 | 7.86 | 7.12 | 6.38 | 5.65 | 4.95 | 4.27 | 3.64 | 3.07 | 2.59 | 2.20 | 1.57 | 1.02 | 2113 | 448 | 274 |
| 50 | 0.0 | 7.79 | 7.06 | 6.34 | 5.63 | 4.95 | 4.32 | 3.74 | 3.22 | 2.79 | 2.43 | 1.93 | 1.24 | 2093 | 518 | 333 |
| 60 | 0.0 | 7.70 | 6.98 | 6.29 | 5.61 | 4.97 | 4.38 | 3.84 | 3.37 | 2.97 | 2.65 | 2.15 | 1.45 | 2070 | 581 | 389 |
| 70 | 0.0 | 7.60 | 6.91 | 6.23 | 5.59 | 4.99 | 4.43 | 3.94 | 3.51 | 3.14 | 2.84 | 2.37 | 1.64 | 2043 | 638 | 442 |
| 80 | 0.0 | 7.49 | 6.82 | 6.14 | 5.55 | 5.01 | 4.49 | 4.03 | 3.63 | 3.30 | 3.01 | 2.57 | 1.83 | 2014 | 687 | 491 |
| 85.6 | 0.0 | 7.43 | 6.77 | 6.14 | 5.57 | 5.00 | 4.52 | 4.08 | 3.70 | 3.38 | 3.10 | 2.57 | 1.93 | 1997 | 716 | 518 |
| 90 | 0.0 | 7.10 | 6.47 | 5.97 | 5.31 | 4.80 | 4.35 | 3.95 | 3.61 | 3.32 | 3.07 | 2.67 | 1.97 | 1908 | 717 | 529 |
| 100 | 0.0 | 6.36 | 5.80 | 5.28 | 4.82 | 4.40 | 4.03 | 3.72 | 3.44 | 3.21 | 3.00 | 2.87 | 2.05 | 1711 | 717 | 531 |
| 110 | 0.0 | 5.69 | 5.21 | 4.78 | 4.41 | 4.07 | 3.78 | 3.53 | 3.31 | 3.12 | 2.95 | 2.87 | 2.12 | 1528 | 718 | 571 |
| 120 | 0.0 | 5.10 | 4.72 | 4.38 | 4.03 | 3.82 | 3.59 | 3.39 | 3.21 | 3.05 | 2.91 | 2.87 | 2.19 | 1372 | 718 | 587 |
| 130 | 0.0 | 4.64 | 4.33 | 4.07 | 3.83 | 3.62 | 3.44 | 3.27 | 3.13 | 3.00 | 2.88 | 2.87 | 2.24 | 1246 | 719 | 613 |
| 140 | 0.0 | 4.27 | 4.04 | 3.83 | 3.64 | 3.47 | 3.32 | 3.19 | 3.06 | 2.95 | 2.85 | 2.85 | 2.28 | 1148 | 719 | 613 |
| 150 | 0.0 | 4.00 | 3.81 | 3.64 | 3.49 | 3.35 | 3.23 | 3.12 | 3.01 | 2.92 | 2.83 | 2.83 | 2.32 | 1074 | 719 | 624 |
| 160 | 0.0 | 3.78 | 3.63 | 3.50 | 3.37 | 3.26 | 3.16 | 3.06 | 2.97 | 2.89 | 2.81 | 2.88 | 2.36 | 1017 | 719 | 633 |
| 170 | 0.0 | 3.62 | 3.50 | 3.38 | 3.28 | 3.19 | 3.10 | 3.01 | 2.94 | 2.87 | 2.80 | 2.88 | 2.39 | 972 | 719 | 651 |
| 180 | 0.0 | 3.49 | 3.39 | 3.29 | 3.21 | 3.12 | 3.05 | 2.94 | 2.91 | 2.85 | 2.79 | 2.89 | 2.41 | 937 | 720 | 648 |
| 190 | 0.0 | 3.38 | 3.30 | 3.22 | 3.14 | 3.07 | 3.01 | 2.94 | 2.89 | 2.83 | 2.78 | 2.89 | 2.43 | 910 | 720 | 654 |
| 200 | 0.0 | 3.30 | 3.23 | 3.16 | 3.09 | 3.03 | 2.97 | 2.92 | 2.87 | 2.82 | 2.77 | 2.88 | 2.45 | 887 | 720 | 659 |
| 220 | 0.0 | 3.17 | 3.12 | 3.06 | 3.01 | 2.97 | 2.92 | 2.88 | 2.83 | 2.79 | 2.75 | 2.88 | 2.49 | 852 | 720 | 669 |
| 240 | 0.0 | 3.08 | 3.04 | 3.00 | 2.96 | 2.92 | 2.88 | 2.84 | 2.81 | 2.77 | 2.74 | 2.88 | 2.52 | 828 | 720 | 676 |
| 260 | 0.0 | 3.01 | 2.98 | 2.95 | 2.91 | 2.88 | 2.85 | 2.82 | 2.79 | 2.76 | 2.73 | 2.88 | 2.54 | 810 | 720 | 682 |
| 280 | 0.0 | 2.96 | 2.93 | 2.91 | 2.88 | 2.85 | 2.82 | 2.80 | 2.77 | 2.75 | 2.73 | 2.88 | 2.56 | 796 | 720 | 687 |
| 300 | 0.0 | 2.92 | 2.90 | 2.87 | 2.85 | 2.83 | 2.81 | 2.78 | 2.76 | 2.74 | 2.72 | 2.88 | 2.57 | 786 | 720 | 691 |
| 350 | 0.0 | 2.86 | 2.84 | 2.82 | 2.80 | 2.79 | 2.77 | 2.76 | 2.74 | 2.73 | 2.71 | 2.88 | 2.53 | 767 | 720 | 688 |
| 400 | 0.0 | 2.81 | 2.80 | 2.79 | 2.78 | 2.76 | 2.75 | 2.74 | 2.73 | 2.72 | 2.70 | 2.88 | 2.62 | 756 | 721 | 703 |
| 450 | 0.0 | 2.78 | 2.77 | 2.76 | 2.76 | 2.75 | 2.74 | 2.73 | 2.72 | 2.71 | 2.70 | 2.68 | 2.63 | 748 | 721 | 707 |
| 500 | 0.0 | 2.75 | 2.74 | 2.74 | 2.73 | 2.73 | 2.73 | 2.72 | 2.71 | 2.70 | 2.70 | 2.68 | 2.64 | 743 | 721 | 709 |
| 550 | 0.0 | 2.74 | 2.74 | 2.74 | 2.73 | 2.72 | 2.72 | 2.71 | 2.71 | 2.70 | 2.69 | 2.68 | 2.65 | 739 | 721 | 711 |
| 600 | 0.0 | 2.74 | 2.73 | 2.73 | 2.73 | 2.72 | 2.71 | 2.71 | 2.70 | 2.70 | 2.69 | 2.68 | 2.65 | 736 | 721 | 713 |
| 700 | 0.0 | 2.72 | 2.72 | 2.72 | 2.71 | 2.71 | 2.70 | 2.70 | 2.70 | 2.69 | 2.69 | 2.68 | 2.65 | 732 | 721 | 715 |
| 800 | 0.0 | 2.71 | 2.71 | 2.71 | 2.71 | 2.70 | 2.70 | 2.70 | 2.69 | 2.69 | 2.69 | 2.68 | 2.65 | 732 | 721 | 715 |

Figura A.2 – Parametros da catenária e tensões de montagem para condutores de Al-Aço de 50mm² com tensão máxima 8 daN/mm² (Livro de referência existente na EDP Distribuição).

Anexo B

Tabelas

Tabela B.1 – Coeficiente de Redução [17].

| Coeficiente de Redução | |
|--------------------------------------------|-----|
| Nos condutores e nos cabos de guarda | 0,6 |
| Nos apoios, nas travessas e nos isoladores | 1 |

Tabela B.2 – Pressão dinâmica do Vento [17].

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

Tabela B.3 – Coeficiente de Forma [17].

| Coeficiente de Forma | | |
|--------------------------------------|----------------|------------------------|
| Altura acima do solo (metros) | Diâmetro (mm) | Coeficiente de forma c |
| Condutores nus e cabos de guarda | Até 12,5 | 1,2 |
| | De 12,5 a 15,8 | 1,1 |
| | Acima de 15,8 | 1,0 |
| Cabos isolados em feixe (torçada) | - | 1,3 |
| Cabos auto-suportados e cabos tipo 8 | - | 1,8 |
| Isoladores | - | 1,0 |

Esforços Mecânicos

Tabela B.4 – Esforços aplicados a apoios com função de alinhamento ou ângulo [1].

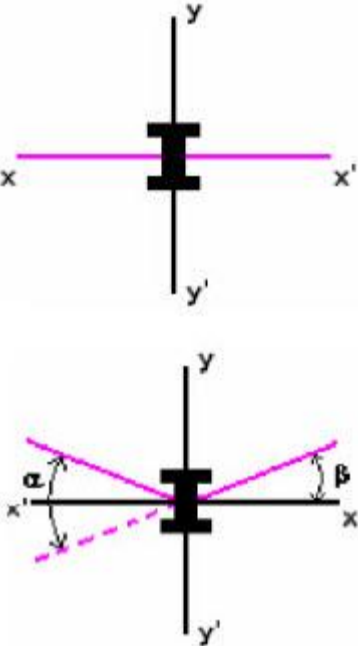
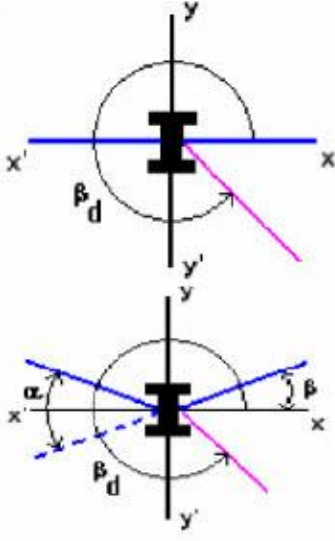
| Função do Apoio | |
|------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Alinhamento ou Ângulo (Caso Geral) | <p><u>Hipótese 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido normal à linha ou no sentido da bissetriz do ângulo (eixo yy) $F_y = 3 \left[\sum_{i=1}^2 w_i \cdot d_i \cdot \cos^2 \beta_i + \sum_{i=1}^2 T_i \cdot \sen \beta_i \right]$ <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido normal da linha ou no sentido normal da bissetriz do ângulo (eixo xx) $F_x = 3 \left \sum_{i=1}^2 T_i \cdot \cos \beta_i \right $ <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido vertical (eixo zz) $F_z = 3 \left[\sum_{i=1}^2 w'_i \cdot d_i \right]$ |
|  | <p><u>Hipótese 2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido normal da linha ou no sentido normal da bissetriz do ângulo (eixo xx) $F_x = \frac{1}{5} \cdot 3 \left[\sum_{i=1}^2 w_i \cdot d_i \cdot \cos^2 \beta_i \right]$ <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido vertical (eixo zz) $F_z = 3 \left[\sum_{i=1}^2 w'_i \cdot d_i \right]$ |

Tabela B.5 – Esforços aplicados a apoios com função de derivação [1].

| Função do Apoio | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Derivação (Caso Geral)</p>  | <p><u>Hipótese 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido normal à linha principal ou no sentido da bissetriz do ângulo da linha principal (eixo yy) $F_Y = 3 \left[\sum_{i=1}^n w_i \cdot d_i \cdot \cos^2 \beta_i + \left \sum_{i=1}^n T_i \cdot \sen \beta_i \right \right]$ <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido normal da linha principal ou no sentido normal da bissetriz do ângulo da linha principal (eixo xx) $F_x = 3 \left \sum_{i=1}^n T_i \cdot \cos \beta_i \right $ <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido vertical (eixo zz) $F_z = 3 \left[\sum_{i=1}^n w'_i \cdot d_i \right]$ <hr/> <p><u>Hipótese 2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido normal à linha principal ou no sentido da bissetriz do ângulo da linha principal (eixo yy) $F_x = 3 \left \sum_{i=1}^n T_i \cdot \sen \beta_i \right $ <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido normal da linha principal ou no sentido normal da bissetriz do ângulo da linha principal (eixo xx) $F_Y = 3 \left[\sum_{i=1}^n w_i \cdot d_i \cdot \sen^2 \beta_i + \left \sum_{i=1}^n T_i \cdot \cos \beta_i \right \right]$ <ul style="list-style-type: none"> - Esforço no sentido vertical (eixo zz) $F_z = 3 \left[\sum_{i=1}^n w'_i \cdot d_i \right]$ |

Anexo C

Estudos e Aplicação realizada para o Projecto

Neste anexo encontra-se as tabelas com o cálculo das quedas de tensão para a saída 2 e 3 do posto de transformação, o estudo de viabilidade económico, bem como o interface completo da aplicação desenvolvida.

C.1 - Estudo de Queda de Tensão

| Saída 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|--------|-------------|-------------|--------|----------|-------------|---------|---------|----|---|---|-------|------|------|--------|-------------|----|----|----------|-------|-------|---------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------------|--------|--------|----------|-------|-------|---------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|-------------|--------|---------|----------|-------|-------|---------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|-------------|---------|----|----------|--------|--------|---------|----------|-----|---|---|-------|------|------|--------|-------------|----|----|----------|--------|--------|---------|----------|-----|---|---|-------|------|------|--------|-------------|----|----|----------|--------|--------|---------|----------|-----|---|---|-------|------|------|--------|-------------|----|----|----------|--------|--------|---------|----------|-----|---|---|-------|------|------|--------|-------------|----|----|----------|--------|--------|---------|----------|-----|---|---|-------|------|------|--------|-------------|----|----|----------|--------|--------|---------|----------|-----|---|---|-------|------|------|--------|-------------|----|----|----------|--------|--------|---------|----------|-----|---|---|-------|------|------|--------|-------------|----|----|----------|--------|--------|---------|
| 1 | PT | Poste 1 | R | 15,00 | 15,00 | 27,60 | 0,60 | 72,000 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,668 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | S | | | 27,60 | 0,60 | 72,000 | | | | | 0,668 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | T | | | 20,70 | 0,66 | 59,569 | | | | | 0,569 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | N | | | - | - | 12,431 | | | | | 0,098 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <table border="1" style="width:100%; text-align:center;"> <tr> <td></td> <td>1</td> <td>2</td> <td>3</td> <td>4</td> <td>5</td> <td>6</td> <td>7</td> <td>8</td> <td>9</td> <td>10</td> <td>11</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R</td> <td>0,668</td> <td>2,092</td> <td>3,420</td> <td>4,457</td> <td>5,587</td> <td>7,092</td> <td>8,636</td> <td>9,556</td> <td>10,632</td> <td>12,035</td> <td>13,142</td> <td>13,142</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>0,668</td> <td>2,092</td> <td>3,650</td> <td>4,686</td> <td>5,817</td> <td>7,321</td> <td>8,578</td> <td>9,498</td> <td>10,574</td> <td>11,616</td> <td>12,169</td> <td>12,169</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>T</td> <td>0,569</td> <td>1,784</td> <td>3,112</td> <td>4,149</td> <td>5,279</td> <td>6,504</td> <td>7,790</td> <td>8,680</td> <td>9,480</td> <td>10,521</td> <td>11,075</td> <td>11,075</td> <td>< 19,55</td> </tr> </table> | | | | | | | | | | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | | R | 0,668 | 2,092 | 3,420 | 4,457 | 5,587 | 7,092 | 8,636 | 9,556 | 10,632 | 12,035 | 13,142 | 13,142 | < 19,55 | S | 0,668 | 2,092 | 3,650 | 4,686 | 5,817 | 7,321 | 8,578 | 9,498 | 10,574 | 11,616 | 12,169 | 12,169 | < 19,55 | T | 0,569 | 1,784 | 3,112 | 4,149 | 5,279 | 6,504 | 7,790 | 8,680 | 9,480 | 10,521 | 11,075 | 11,075 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| R | 0,668 | 2,092 | 3,420 | 4,457 | 5,587 | 7,092 | 8,636 | 9,556 | 10,632 | 12,035 | 13,142 | 13,142 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| S | 0,668 | 2,092 | 3,650 | 4,686 | 5,817 | 7,321 | 8,578 | 9,498 | 10,574 | 11,616 | 12,169 | 12,169 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| T | 0,569 | 1,784 | 3,112 | 4,149 | 5,279 | 6,504 | 7,790 | 8,680 | 9,480 | 10,521 | 11,075 | 11,075 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Baixadas Saída 2 Desde PT</p> <table border="1" style="width:100%; text-align:center;"> <tr> <td>Poste 7</td> <td>B9</td> <td>R</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>5,501</td> <td>5,501</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 8</td> <td>B10</td> <td>S</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>7,059</td> <td>7,059</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 10</td> <td>B11</td> <td>T</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>8,689</td> <td>8,689</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 11</td> <td>B12</td> <td>S</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>10,731</td> <td>10,731</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 12</td> <td>B13</td> <td>R</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>12,045</td> <td>12,045</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 14</td> <td>B14</td> <td>T</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>12,090</td> <td>12,090</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 14</td> <td>B15</td> <td>S</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>13,984</td> <td>13,984</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 15</td> <td>B16</td> <td>R</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>15,445</td> <td>15,445</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 15</td> <td>B17</td> <td>S</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>15,025</td> <td>15,025</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 15</td> <td>B18</td> <td>T</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>13,930</td> <td>13,930</td> <td>< 19,55</td> </tr> <tr> <td>Poste 16</td> <td>B19</td> <td>R</td> <td>-</td> <td>25,00</td> <td>6,90</td> <td>1,00</td> <td>30,000</td> <td>Sem Redução</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>LXS 2x16</td> <td>16,552</td> <td>16,552</td> <td>< 19,55</td> </tr> </table> | | | | | | | | | | | | | | Poste 7 | B9 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 5,501 | 5,501 | < 19,55 | Poste 8 | B10 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 7,059 | 7,059 | < 19,55 | Poste 10 | B11 | T | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 8,689 | 8,689 | < 19,55 | Poste 11 | B12 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 10,731 | 10,731 | < 19,55 | Poste 12 | B13 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 12,045 | 12,045 | < 19,55 | Poste 14 | B14 | T | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 12,090 | 12,090 | < 19,55 | Poste 14 | B15 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 13,984 | 13,984 | < 19,55 | Poste 15 | B16 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 15,445 | 15,445 | < 19,55 | Poste 15 | B17 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 15,025 | 15,025 | < 19,55 | Poste 15 | B18 | T | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 13,930 | 13,930 | < 19,55 | Poste 16 | B19 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 16,552 | 16,552 | < 19,55 |
| Poste 7 | B9 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 5,501 | 5,501 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 8 | B10 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 7,059 | 7,059 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 10 | B11 | T | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 8,689 | 8,689 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 11 | B12 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 10,731 | 10,731 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 12 | B13 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 12,045 | 12,045 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 14 | B14 | T | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 12,090 | 12,090 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 14 | B15 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 13,984 | 13,984 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 15 | B16 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 15,445 | 15,445 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 15 | B17 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 15,025 | 15,025 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 15 | B18 | T | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 13,930 | 13,930 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poste 16 | B19 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 16,552 | 16,552 | < 19,55 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Figura C.1 – Estudo de Quedas de Tensão da Saída 2 do PT.

| Saída 3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------|----------|----------|---|--------|-------|-------|------|---------|-------------|----|----|-------------|--------|--------|---|-------|
| 1 | PT | Poste 1 | R | 15,00 | 15,00 | 44,85 | 0,56 | 108,765 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 1,008 | 1,008 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 34,50 | 0,60 | 90,000 | | | | | 0,860 | 0,860 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 34,50 | 0,60 | 90,000 | | | | | 0,860 | 0,860 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | 18,765 | | | | | 0,148 | 0,148 | < | 19,55 |
| 2 | Poste 1 | Poste 7 | R | 47,00 | 32,00 | 44,85 | 0,56 | 108,765 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 1,518 | 1,518 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 34,50 | 0,60 | 90,000 | | | | | 1,202 | 1,202 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 34,50 | 0,60 | 90,000 | | | | | 1,202 | 1,202 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | -18,765 | | | | | -0,317 | -0,317 | < | 19,55 |
| 3 | Poste 7 | Poste 8 | R | 82,00 | 35,00 | 44,85 | 0,56 | 108,765 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 2,253 | 2,253 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 34,50 | 0,60 | 90,000 | | | | | 2,007 | 2,007 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 34,50 | 0,60 | 90,000 | | | | | 2,007 | 2,007 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | 18,765 | | | | | 0,346 | 0,346 | < | 19,55 |
| 4 | Poste 8 | Poste 9 | R | 115,00 | 33,00 | 13,80 | 0,77 | 45,941 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,799 | 0,799 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 0,799 | 0,799 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 0,799 | 0,799 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | 0,000 | | | | | 0,000 | 0,000 | < | 19,55 |
| 5 | Poste 9 | Poste 10 | R | 151,00 | 36,00 | 13,80 | 0,77 | 45,941 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,872 | 0,872 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 0,872 | 0,872 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 0,872 | 0,872 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | 0,000 | | | | | 0,000 | 0,000 | < | 19,55 |
| 6 | Poste 10 | Poste 17 | R | 191,00 | 40,00 | 13,80 | 0,77 | 45,941 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,969 | 0,969 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 0,969 | 0,969 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 0,969 | 0,969 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | 0,000 | | | | | 0,000 | 0,000 | < | 19,55 |
| 7 | Poste 17 | Poste 18 | R | 231,00 | 40,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,969 | 0,969 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 6,90 | 1,00 | 30,000 | | | | | 0,969 | 0,969 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 13,80 | 0,77 | 45,941 | | | | | 1,305 | 1,305 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | 15,941 | | | | | 0,336 | 0,336 | < | 19,55 |
| 8 | Poste 18 | Poste 19 | R | 271,00 | 40,00 | 0,00 | 1,00 | 0,000 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,316 | 0,316 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 6,90 | 1,00 | 30,000 | | | | | 0,949 | 0,949 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 6,90 | 1,00 | 30,000 | | | | | 0,949 | 0,949 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | 15,000 | | | | | 0,316 | 0,316 | < | 19,55 |
| 9 | Poste 8 | AD 1 | R | 122,00 | 40,00 | 31,05 | 0,66 | 89,354 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 2,315 | 2,315 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 20,70 | 0,77 | 68,912 | | | | | 1,884 | 1,884 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 20,70 | 0,77 | 68,912 | | | | | 1,884 | 1,884 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | 20,442 | | | | | 0,431 | 0,431 | < | 19,55 |
| 10 | AD 1 | AD 2 | R | 152,00 | 30,00 | 10,35 | 1,00 | 45,000 | Sem Redução | 70 | 70 | LXS 4x70+16 | 0,712 | 0,712 | < | 19,55 |
| | | | S | | | 10,35 | 1,00 | 45,000 | | | | | 0,712 | 0,712 | < | 19,55 |
| | | | T | | | 10,35 | 1,00 | 45,000 | | | | | 0,712 | 0,712 | < | 19,55 |
| | | | N | | | - | - | 0,000 | | | | | 0,000 | 0,000 | < | 19,55 |

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| R | 1,008 | 2,527 | 4,880 | 5,679 | 6,551 | 7,520 | 8,488 | 8,805 | 7,195 | 7,907 |
| S | 0,860 | 2,062 | 4,069 | 4,868 | 5,740 | 6,708 | 7,677 | 8,626 | 5,953 | 6,664 |
| T | 0,860 | 2,062 | 4,069 | 4,868 | 5,740 | 6,708 | 8,013 | 8,962 | 5,953 | 6,664 |

| Baixadas Saída 3 | | | | | | | | | | | Desde PT | | | | |
|------------------|------|---|---|-------|------|------|--------|-------------|----|----|----------|--------|--------|---|-------|
| Poste 17 | B 20 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 10,929 | 10,929 | < | 19,55 |
| Poste 17 | B 21 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 10,118 | 10,118 | < | 19,55 |
| Poste 18 | B 22 | T | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 11,423 | 11,423 | < | 19,55 |
| Poste 18 | B 23 | R | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 11,898 | 11,898 | < | 19,55 |
| Poste 19 | B 24 | S | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 12,035 | 12,035 | < | 19,55 |
| Poste 19 | B 25 | T | - | 25,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 12,372 | 12,372 | < | 19,55 |
| AD 1 | B 26 | R | - | 15,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 9,241 | 9,241 | < | 19,55 |
| AD 1 | B 27 | S | - | 15,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 7,998 | 7,998 | < | 19,55 |
| AD 1 | B 28 | T | - | 30,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 10,044 | 10,044 | < | 19,55 |
| AD 1 | B 29 | R | - | 30,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 11,286 | 11,286 | < | 19,55 |
| AD 2 | B 30 | S | - | 15,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 8,710 | 8,710 | < | 19,55 |
| AD 2 | B 31 | T | - | 15,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 8,710 | 8,710 | < | 19,55 |
| AD 2 | B 32 | R | - | 30,00 | 6,90 | 1,00 | 30,000 | Sem Redução | 16 | 16 | LXS 2x16 | 11,998 | 11,998 | < | 19,55 |

Figura C.2 – Estudo de Quedas de Tensão da Saída 3 do PT.

C.3 - Estudo de Viabilidade Económica

Tabela C.1 – Estudo de Viabilidade Económica.

| Estudo de Viabilidade Económica | | | | | | |
|---------------------------------|-----------------|--------------------------|-------------|---------------|---------------------------|-------------------------|
| Ano | Venda (kWh/ano) | Receita da Venda (€/kWh) | Receita (€) | Cash-Flow (€) | Cash-Flow Actualizado (€) | Cash-Flow Acumulado (€) |
| 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -23.895,30 | -23.895,30 | -23.895,30 |
| 1 | 109200,00 | 0,017 | 1856,40 | 1856,40 | 1687,64 | -22.207,66 |
| 2 | 113568,00 | 0,017 | 1949,96 | 1949,96 | 1611,54 | -20.596,12 |
| 3 | 118110,72 | 0,017 | 2048,24 | 2048,24 | 1538,87 | -19.057,25 |
| 4 | 122835,15 | 0,018 | 2151,47 | 2151,47 | 1469,48 | -17.587,77 |
| 5 | 127748,55 | 0,018 | 2259,91 | 2259,91 | 1403,22 | -16.184,54 |
| 6 | 132858,50 | 0,018 | 2373,81 | 2373,81 | 1339,95 | -14.844,59 |
| 7 | 138172,84 | 0,018 | 2493,45 | 2493,45 | 1279,53 | -13.565,06 |
| 8 | 143699,75 | 0,018 | 2619,11 | 2619,11 | 1221,84 | -12.343,22 |
| 9 | 149447,74 | 0,018 | 2751,12 | 2751,12 | 1166,74 | -11.176,48 |
| 10 | 155425,65 | 0,019 | 2889,77 | 2889,77 | 1114,13 | -10.062,35 |
| 11 | 161642,68 | 0,019 | 3035,42 | 3035,42 | 1063,90 | -8.998,45 |
| 12 | 168108,38 | 0,019 | 3188,40 | 3188,40 | 1015,92 | -7.982,53 |
| 13 | 174832,72 | 0,019 | 3349,10 | 3349,10 | 970,11 | -7.012,41 |
| 14 | 181826,03 | 0,019 | 3517,89 | 3517,89 | 926,37 | -6.086,04 |
| 15 | 189099,07 | 0,020 | 3695,20 | 3695,20 | 884,60 | -5.201,44 |
| 16 | 196663,03 | 0,020 | 3881,43 | 3881,43 | 844,71 | -4.356,73 |
| 17 | 204529,55 | 0,020 | 4077,06 | 4077,06 | 806,62 | -3.550,10 |
| 18 | 212710,73 | 0,020 | 4282,54 | 4282,54 | 770,25 | -2.779,85 |
| 19 | 221219,16 | 0,020 | 4498,38 | 4498,38 | 735,52 | -2.044,33 |
| 20 | 230067,93 | 0,021 | 4725,10 | 4725,10 | 702,36 | -1.341,97 |
| 21 | 239270,65 | 0,021 | 4963,25 | 4963,25 | 670,69 | -671,29 |
| 22 | 248841,47 | 0,021 | 5213,39 | 5213,39 | 640,44 | -30,84 |
| 23 | 258795,13 | 0,021 | 5476,15 | 5476,15 | 611,57 | 580,73 |
| 24 | 269146,94 | 0,021 | 5752,15 | 5752,15 | 583,99 | 1.164,72 |
| 25 | 279912,81 | 0,022 | 6042,05 | 6042,05 | 557,66 | 1.722,37 |
| 26 | 291109,33 | 0,022 | 6346,57 | 6346,57 | 532,51 | 2.254,88 |
| 27 | 302753,70 | 0,022 | 6666,44 | 6666,44 | 508,50 | 2.763,39 |
| 28 | 314863,85 | 0,022 | 7002,43 | 7002,43 | 485,57 | 3.248,96 |
| 29 | 327458,40 | 0,022 | 7355,35 | 7355,35 | 463,68 | 3.712,63 |
| 30 | 340556,74 | 0,023 | 7726,06 | 7726,06 | 442,77 | 4.155,40 |

| | |
|-----|--------|
| TIR | 11,52% |
| PRI | 22,05 |

Anexo D

Projectos desenvolvidos

No decorrer da realização desta dissertação na EDP Distribuição - Energia, SA, efectuei vários projectos de Média Tensão, com o propósito de estudar as diferentes dificuldades que cada projecto nos coloca, tanto em questões de perfil do terreno, como distâncias entre apoios, bem como com a impossibilidade de os proprietários autorizarem a colocação de apoios nos seus terrenos, o que nos leva a procura de soluções alternativas. De seguida mostro alguns dos projectos efectuados.

D.1 - PT Alpendurada - Sardanisca nº313/MCN

Devido a reclamação de vários clientes sobre quedas de tensão, decidiu-se instalar na zona da Sardanisca, freguesia de Alpendurada e Matos, pertencente ao concelho de Marco de Canaveses. Estudando todas as possibilidades existentes e as dificuldades encontradas no terreno, devido ao declive irregular do terreno, optou-se por efectuar um novo ramal de MT a partir do apoio 3 da linha “C. M. Marco de Canaveses - Etar Bacia do Douro”. Podemos verificar essa nova derivação na figura seguinte.

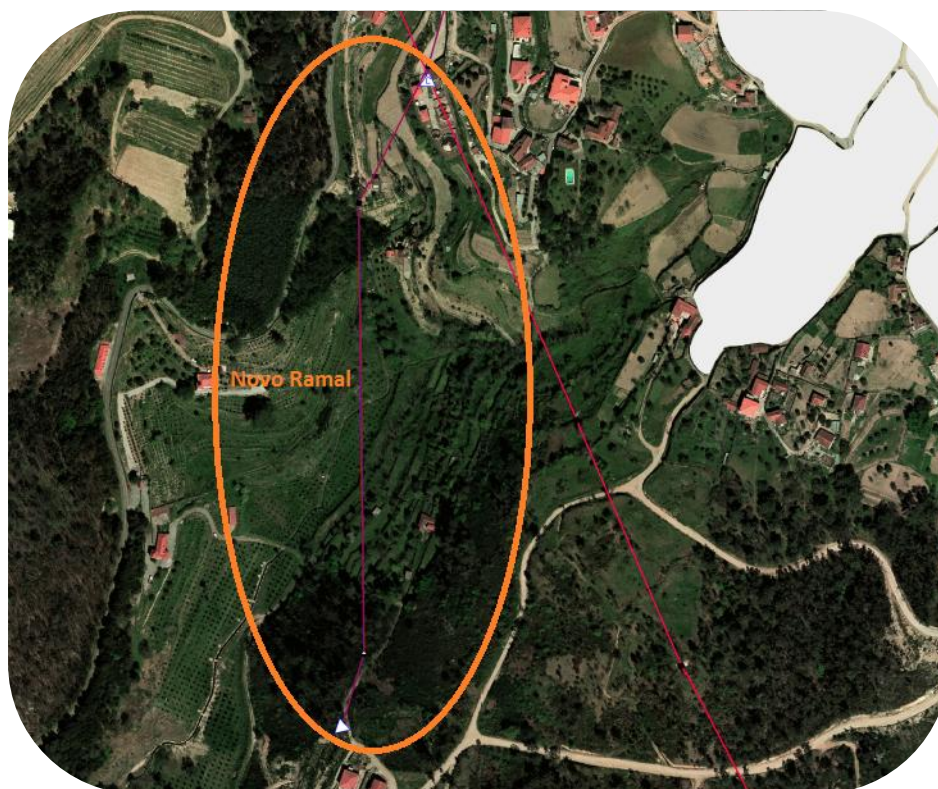


Figura D.1 – Imagem da zona onde se irá construir a nova linha (Fonte SIT-DM).

O apoio nº 3 estava dimensionado para ser o último apoio antes do PT existente (Etar Bacia do Douro), mas como se vai prolongar a linha até ao novo PT é necessário efectuar os cálculos mecânicos para verificar se o apoio aguenta os esforços.

A linha existente possui condutores de Alumínio-Aço de 50 mm² e encontra-se a 7 daN/mm². Para não afectar o apoio 2 com esforços adicionais, mantém-se a mesma tensão definida anteriormente, com excepção vão nº 2 do novo ramal (entre os apoios 1 e 2), em que devido a elevada distância entre os apoios (340,12 metros), optou-se por aumentar a tensão para a 8 daN/mm².

Como não efectuamos os cálculos eléctricos para este tipo de linhas, pois a intensidade de corrente que passa nos condutores é 30 a 50 vezes inferior as correntes nominais suportadas pelos condutores (no caso do Al-Aço 50mm², onde I_n=205A), apenas se efectua os cálculos mecânicos para definir que tipo de apoios e de amarrações se vão utilizar, tendo em conta as distancias entre condutores e entre apoios.

Na figura seguinte verificamos o perfil do terreno, bem como a disposição da nova linha.

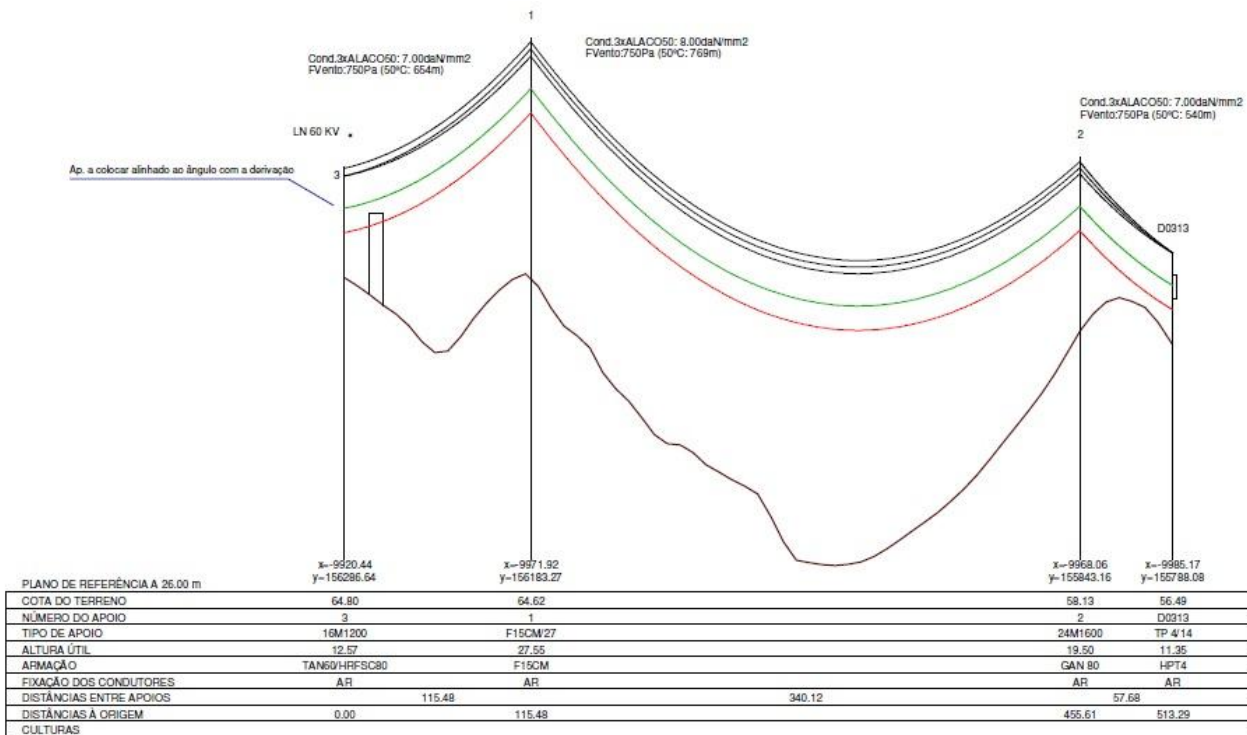


Figura D.2 – Perfil da Linha MT (Fonte SIT-DM).

Como podemos verificar na figura D.2, o apoio 1 é um apoio metálico de 27 metros de altura (F15CM27), pois devido a ser uma zona sinuosa e de difícil acesso, tornou impossível a colocação de um poste de betão, o que faz que os custos aumentam, já os restantes apoios utilizados são de betão, pois a sua dimensão não é tão elevada, bem como os locais são de fácil acesso.

A disposição dos condutores entre os apoios nº 3 e 1 é uma passagem de uma TAN para uma GAN, no segundo vão existe uma manutenção da armação dos condutores (GAN-GAN) sendo que no terceiro e último vão existe uma passagem de GAN a HPT4, pois é no último apoio que se verifica a colocação do PT.

Na imagem podemos também constatar a existência de umas linhas coloridas (vermelha e verde), que significam as distâncias mínimas regulamentares permitidas. Assim sendo, a vermelho encontra-se distância mínima que deve existir entre os condutores e o solo e a verde encontra-se a distância mínima dos condutores aos edifícios.

Com a modificação do apoio nº 3 da linha existente para a continuação da mesma, torna-se também essencial efectuar um novo projecto com a nova derivação para o PT existente (Etar Bacia do Douro). Na figura D.2 podemos verificar o aspecto final do traçado da linha.

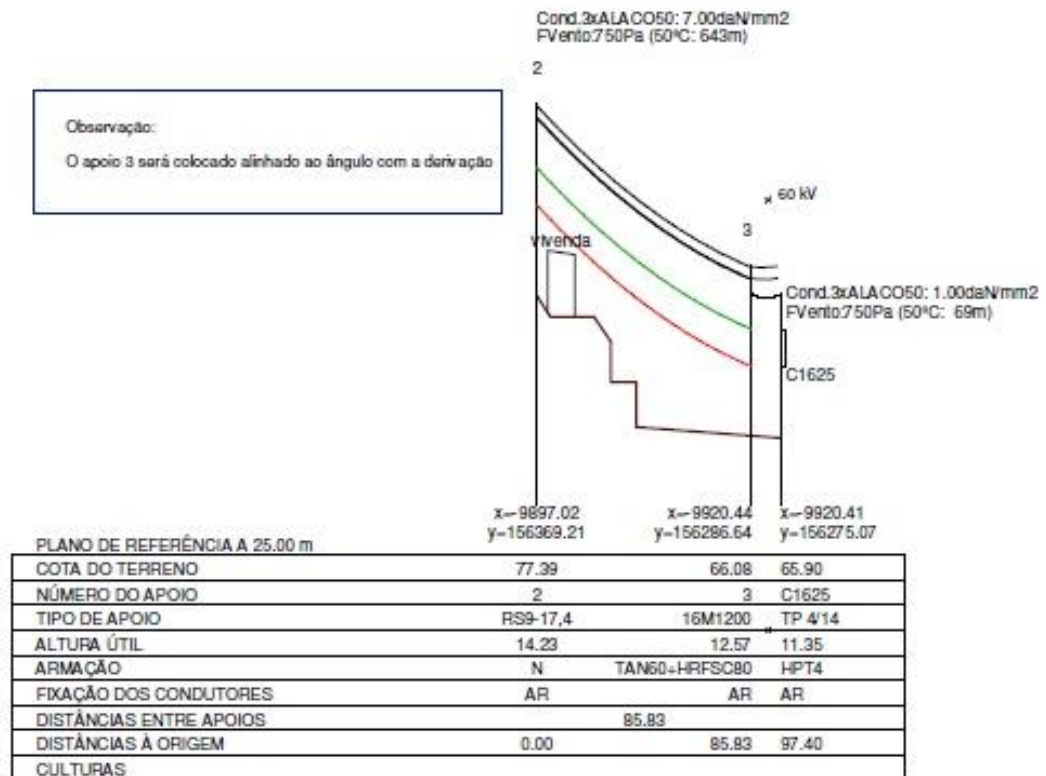


Figura D.3 – Perfil da Linha MT de derivação para o PT (Fonte SIT-DM).

Como se pode verificar, no dimensionamento do apoio nº 3 tivemos de ter em conta a passagem de uma linha de AT (60 kV). Na derivação do apoio nº 3 para o PT foi utilizada uma tensão máxima de 1 daN/mm^2 , pois a distância é muito curta e assim não se aplica grande esforço ao apoio, fruto da existência desta derivação

D.2 - Rotunda de Souselas

Devido a construção de uma rotunda na freguesia de Souselas em Lousada, em que a cota do terreno vai ser elevada 7 metros, a EP - Estradas de Portugal solicitou a EDP Distribuição - Energia, SA a alteração do apoio numero 1 da linha que atravessa a zona, pois com o elevar da cota na zona, o apoio existente ficaria parcialmente soterrado, não cumprindo as distâncias mínimas regulamentares.



Figura D.4 – Imagem da zona onde se irá construir as novas linhas (Fonte SIT-DM).

Pela análise da região e do projecto apresentado pela EP - Estradas de Portugal, concluímos que teremos que mover o apoio número um existente cerca de 15 metros para norte. Na Figura D.4 podemos visualizar a azul a linha existente e a vermelho a linha que pretendemos projectar.

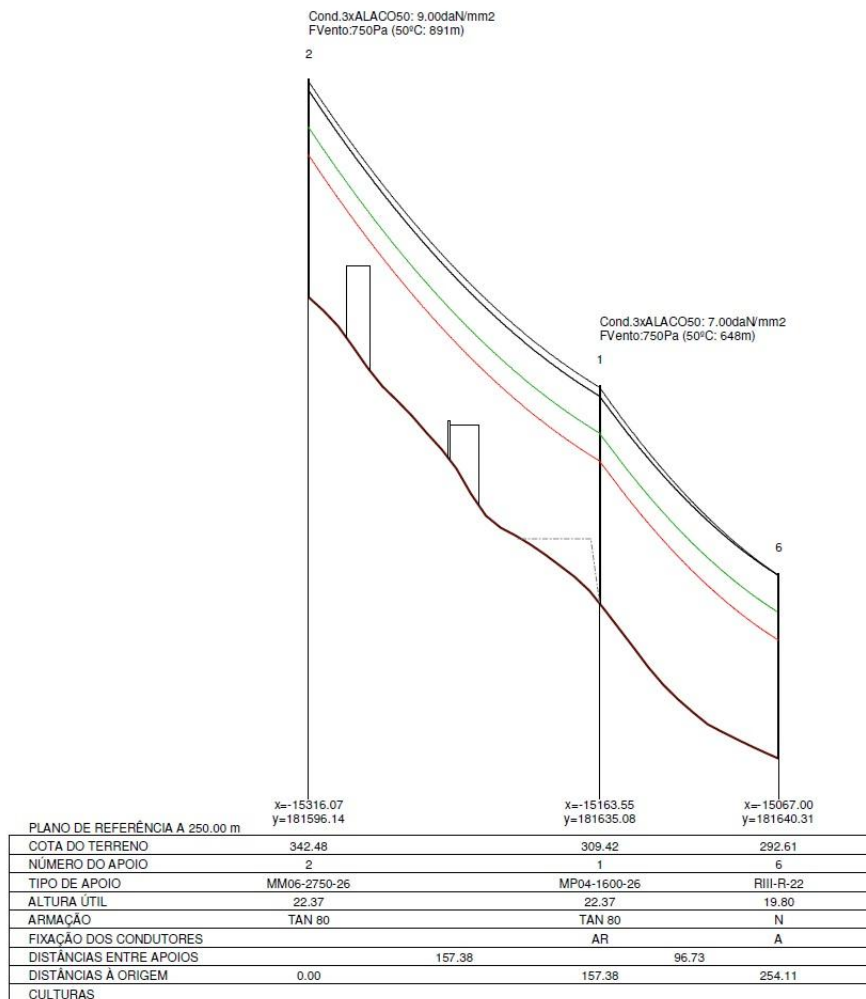


Figura D.7 – Perfil da Linha MT para o PT Fregim – Covelas nº 387/AMT (Fonte SIT-DM).

A linha existe encontra-se demasiado baixa para cumprir as normas regulamentares durante a execução das obras de construção da rotunda, por isso optou-se por colocar um apoio de 26 metros antes da construção da rotunda, pois assim garante-se que estão cumpridas as distâncias mínimas regulamentares, apesar de no futuro o apoio ficar parcialmente soterrados.

D.3 - PT Fregim - Covelas nº 387/AMT e PT Salvador do Monte - Barco

Com a criação de uma discoteca na zona de Covelas, freguesia de Fregim do concelho de Amarante, é necessária a colocação de um PT para alimentar a mesma. Para isso resolveu-se prolongar a linha de MT que abastece o PT Vila Caiz - Ponte da Baía nº315/AMT. Analisando a região, e verificando que está previsto a construção de um novo PT (Salvador do Monte - Barco), logo resolveu-se dimensionar o apoio que se vai substituir (Apoio nº 5) para suportar o prolongamento da linha, e as duas derivações (para o PT existente e para o PT a construir), para que no futuro não seja necessário efectuar novas intervenções.



Figura D.6 – Imagem da zona onde se irá construir as novas linhas (Fonte SIT-DM).

Pela análise da foto, verificamos que a região é uma zona de cultivo vinícola, por isso não iremos ter problemas com distâncias a árvores e a edifícios. O único registo a salientar é o facto de termos um vão, da linha que se encontra projectada para o futuro, a atravessar o rio Tâmega, e como a distância é elevada, temos de verificar se a distância entre condutores se verifica.

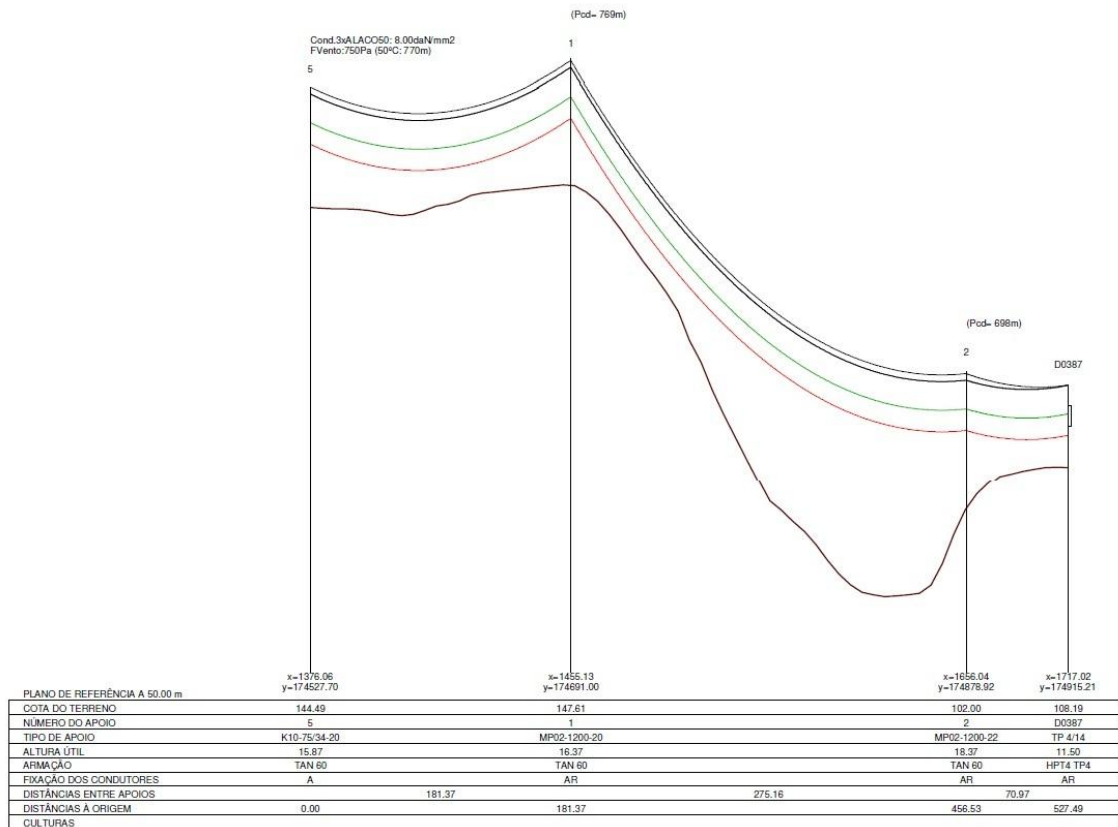


Figura D.7 – Perfil da Linha MT para o PT Fregim – Covelas nº 387/AMT (Fonte SIT-DM).

Devido a existência de um grande vale, decidiu-se aproveitar esse facto para prolongar o segundo vão, pois a curva descrita pelos condutores acompanham o declive do terreno. Este projecto cumpre todas as distâncias de segurança definidas regularmente. Devido ao enorme vão iremos ter problemas de distâncias entre condutores, para isso resolveu-se descer a travessa de apoio dos condutores inferiores, pois assim garante a distância mínima entre condutores definida no regulamento.

D.4 - PT Vilar Torno Alentem nº 290/LSD

A construção do posto de transformação nº 290 no conselho de Lousada deveu-se à construção de uma nova escola na região. Por isso decidiu-se efectuar uma derivação de uma linha existente. Na figura seguinte podemos verificar o traçado da nova linha de média tensão. A fotografia aérea retirada do sistema informático da EDP encontra-se desactualizada, pois a zona já com alguma densidade populacional.



Figura D.9 – Imagem da zona onde se irá construir a nova linha (Fonte SIT-DM).

A decisão de a nova linha MT ir paralelamente a estrada, foi tomada depois de analisar a zona envolvente e foi a melhor solução encontrada, não passando assim a linha por cima de habitações.

A linha de onde se vai derivar este ramal encontra-se a 7 daN/mm², e como o apoio de onde se efectua a derivação não suporta mais esforços, vai ter de ser substituído. Por esse motivo decidiu-se aplicar a mesma tensão mecânica na nova derivação.

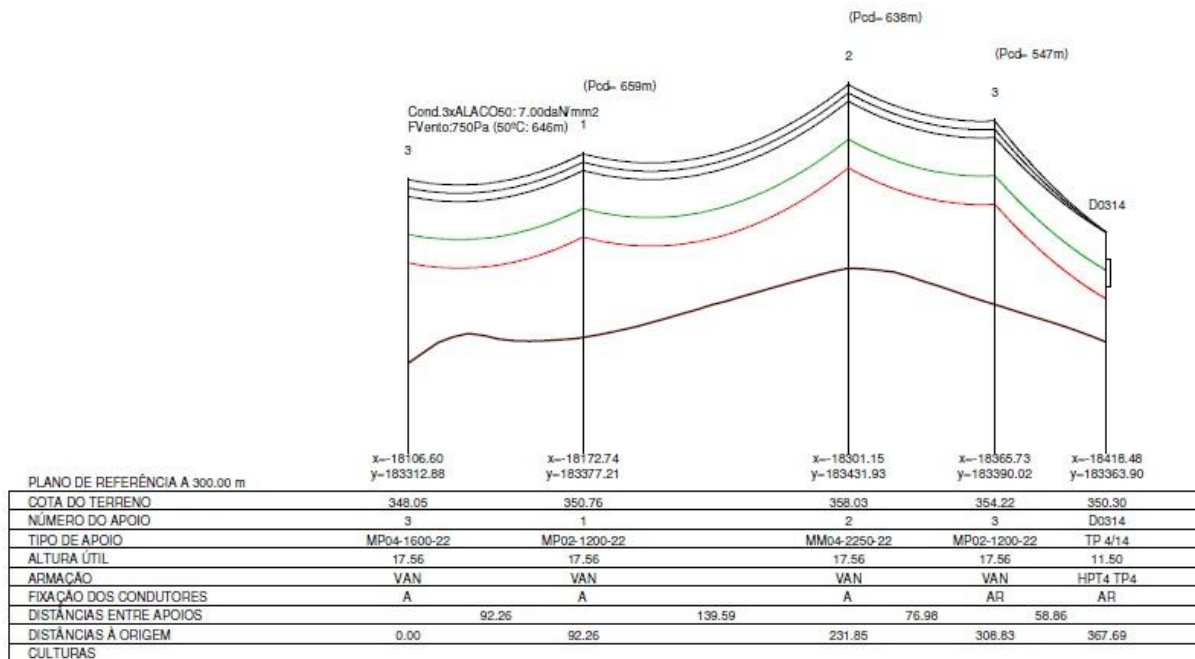


Figura D.7 – Perfil da Linha MT para o PT (Fonte SIT-DM).

A dificuldade neste traçado foi a escolha da disposição dos condutores, pois encontrava-se perto de habitações. Então a disposição escolhida foi uma esteira vertical (VAN) ao longo de todo o comprimento da linha, apesar de perder altura ao solo, os condutores não se distanciam da estrada, por isso não se aproximam das habitações.

Anexo E


Fichas de Inspeções

Para a realização das inspeções as instalações que a EDP Distribuição - Energia, SA explora, esta utiliza PDA's, onde se encontram descritos todos os procedimentos e elementos a verificar.

A utilização de PDA's é relativamente recente, e visa efectuar uma actualização/modernização dos métodos praticados na empresa, bem como efectuar uma óptima gestão de recursos, poupando tempo, mão-de-obra e papel.

Antigamente, a inspecção era efectuada através de fichas de inspecção, e foi com base nessas fichas de inspecção que foi escrito o Capítulo 7 desta dissertação, bem como foi com base nessas fichas que se criou o software utilizado nos PDA's.

E.1 - Linhas de Média Tensão



MANUTENÇÃO PREVENTIVA DE LINHAS AÉREAS - MT
FICHA DE INSPECÇÃO

AR _____ LINHA _____

Executante _____ Departamento _____
 Dep. / Empresa _____ O Responsável _____
 Nome / Nº Trab. _____ Data ____ - ____ - ____
 Rubrica / Data _____

| Trabalhos a Efectuar | Numeração dos Apoios | | | | | | | | | |
|-------------------------------------------------------------|----------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | | | | | | |
| Apoios | | | | | | | | | | |
| 1 Sem Numeração Visível | | | | | | | | | | |
| 2 Sem Sinalização de "Perigo de Morte" | | | | | | | | | | |
| 3 De Betão com Fissuras ou Lascado | | | | | | | | | | |
| 4 Metálico Corroído (Soldaduras e Apertos Mecânicos) | | | | | | | | | | |
| 5 Com Perigo Para a Circulação Rodoviária | | | | | | | | | | |
| 6 Desaprumado (Inclinado) | | | | | | | | | | |
| 7 Maciço em Más Condições de Estabilidade | | | | | | | | | | |
| Armações dos Apoios | | | | | | | | | | |
| 8 Em Mau Estado (Corrosão) | | | | | | | | | | |
| 9 Travessas Inclinadas ou Deslocadas | | | | | | | | | | |
| Isoladores | | | | | | | | | | |
| 10 Rachados, Partidos e/ou Contornados | | | | | | | | | | |
| 11 Cadeias de Suspensão Inclinadas | | | | | | | | | | |
| 12 Acessórios de Fixação em Mau Estado (Rótulas...) | | | | | | | | | | |
| 13 Necessidade de Reforçar o Isolamento | | | | | | | | | | |
| Condutores | | | | | | | | | | |
| 14 Pinças de Suspensão e/ou Amarração em Mau Estado | | | | | | | | | | |
| 15 Filaças a Substituir | | | | | | | | | | |
| 16 Ligadores em Mau Estado | | | | | | | | | | |
| 17 Arcos/Fiadores em Mau Estado | | | | | | | | | | |
| 18 Condutores em Mau Estado (Fios Partidos) | | | | | | | | | | |
| 19 Condutores Desregulados | | | | | | | | | | |
| 20 Uniões em Mau Estado | | | | | | | | | | |
| 21 Objectos Estranhos | | | | | | | | | | |
| IAR's, IAS's, DAR's | | | | | | | | | | |
| 22 Ligações Deficientes | | | | | | | | | | |
| 23 Comandos em Mau Estado | | | | | | | | | | |
| 24 Focos de Corrosão | | | | | | | | | | |
| 25 Isoladores em Mau Estado | | | | | | | | | | |
| 26 Identificação do Apoio (Nº, Nomenclatura da Linha, Nome) | | | | | | | | | | |

INSTRUÇÕES DE PREENCHIMENTO

A) Assinalar apenas as anomalias detectadas na quadrícula respectiva, com a indicação da prioridade (1, 2, 3), para a sua resolução.
 Prazos de resolução (dias): 1 - IMEDIATA; 2 - ≤ 60; 3 - ≤ 120


B) Nas distâncias, Cruzamentos e Travessias, anotar somente as não regulamentares, indicando o valor medido

C) Anexar à ficha o esquema unifilar actualizado durante a inspecção (novos Cruzamentos, Travessias, etc.)

2800-402

Figura E.1 – Ficha de Inspeção de um Linha de Média Tensão (Pagina 1).

E.2 - Postos de Transformação Aéreos



**MANUTENÇÃO PREVENTIVA
DE POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO - AÉREOS**

FICHA DE INSPECÇÃO

AR _____ PTD _____

Executante _____ Departamento _____
 Dep. / Empresa _____ O Responsável _____
 Nome / N° Trab. _____ Data ____ - ____ - ____
 Rubrica / Data _____

| | Travessa | Priorid. Interv. A) | | | Observações |
|----------------------------------------------|-------------------------------|---------------------|---|---|-------------|
| | | 1 | 2 | 3 | |
| 1 | Pintura - Estado Geral | | | | |
| Apoio | | | | | |
| 2 | Estado Geral | | | | |
| 3 | Acessos | | | | |
| Plataforma | | | | | |
| 4 | Do Seccionador - Estado Geral | | | | |
| 5 | Do Quadro - Estado Geral | | | | |
| 6 | Ligação à Terra de Protecção | | | | |
| Seccionador / Interruptor-Seccionador | | | | | |
| 7 | Pintura - Estado Geral | | | | |
| 8 | Isoladores - Bielias | | | | |
| 9 | Facas - Maxilas | | | | |
| 10 | Comando - Reenvios | | | | |
| Barramento | | | | | |
| 11 | Barramento - Estado Geral | | | | |
| Transformador | | | | | |
| 12 | Estado Geral da Pintura | | | | |
| 13 | Isoladores - Primário | | | | |
| 14 | Isoladores - Secundário | | | | |
| 15 | Nível de Óleo - Fugas | | | | |
| 16 | Estado da Silicagel B) | | | | |
| 17 | Suporte | | | | |

INSTRUÇÕES DE PREENCHIMENTO

A) Assinalar com X a prioridade (1, 2, 3) na quadrícula respectiva, para a resolução das anomalias detectadas.
 Prazos de resolução (dias): 1 - IMEDIATA; 2 - ≤ 60; 3 - ≤ 120

B) Identificar em observações a localização exacta dos pontos quentes

C) Estado da Silicagel: Normal > 40% AZUL Necessita de Intervenção: < 40% AZUL

D) Terras (TP e TS): Normal ≤ 20 Ω Necessita de Intervenção: > 20 Ω

2800-400

Figura E.3 – Ficha de Inspeção de um Posto de Transformação Aéreo (Pagina 1).

