

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Operações em Redes de Distribuição

Ricardo Jorge Mascarenhas Moreira

VERSÃO FINAL

Relatório de Projecto realizado no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos
Co-orientador: Eng. Francisco Reis Moreira

Julho de 2009

© Ricardo Jorge Mascarenhas Moreira, 2009

Resumo

Este relatório tem como objectivo descrever o trabalho realizado no âmbito de uma Dissertação de Mestrado - Projecto que se desenvolveu na EDP Distribuição Energia, SA. O estágio propriamente dito, teve a duração de três meses e consistiu no tema: "Operações em Redes de Distribuição". Neste sentido, desenvolveram-se projectos de linhas aéreas de média tensão a 15 kV, apreciaram-se projectos de loteamentos/urbanizações no contexto das redes de distribuição em baixa tensão, estudos de qualidade de serviço de redes aéreas com recurso ao *software* DPLan e exploração de redes de baixa tensão e iluminação pública. Para além destas actividades realizaram-se algumas aplicações, desenvolvidas em *Visual Basic* e Excel, com o objectivo de sistematizar e automatizar cálculos analíticos efectuados no âmbito daquelas actividades.

Palavras-chave

Redes de distribuição, MT, BT, IP, *Visual Basic*, Excel, DPLan, AUTOCAD

Abstract

This report aims to describe the work performed under a master's thesis - project developed in EDP Distribuição Energia, SA. The stage, during a period of three months, consisted on: "Operations in Distribution Grids". In this sense, was developed projects of medium voltage lines at 15 kV, analyzed projects of land divisions/urbanizations in the context of distribution grids in low voltage, studies of service quality on aerial grids with DPLan software and explored low voltage grids and public illumination. In addition to these activities, was developed some applications with Visual Basic and Excel that systematize the analytical calculations carried out.

Keywords

Distribution Grids, MT, BT, IP, Visual Basic, Excel, DPLan, AUTOCAD

Agradecimentos

Esta secção é dedicada a todos aqueles que me ajudaram na realização deste projecto/estágio.

Assim gostava de agradecer:

- ao meu orientador na FEUP, Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos pelo empenho, pelos conselhos e pela orientação que me prestou ao longo do trabalho;
- ao Engenheiro Francisco Reis Moreira, orientador na EDP Distribuição, por toda a atenção e compreensão disponibilizada;
- aos Engenheiros José Miguel Costa e Miguel Ângelo do Departamento de Projecto e Construção da EDP Distribuição, por me terem acolhido no seu gabinete durante o período de estágio e por me terem transmitido o seu conhecimento resultante da sua experiência profissional;
- aos Engenheiros Marinho e Armando Freitas do Departamento de Manutenção da EDP Distribuição;
- aos Srs. Arnaldo Silva, Victor Correia, José Neves e Orlando pela amabilidade com que me receberam e acompanharam na empresa.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xviii
Abreviaturas e Símbolos	xx
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Contextualização	1
1.2 - Objectivo	2
1.3 - Calendarização	2
1.4 - Organização do Relatório.....	3
Capítulo 2	4
Caracterização de uma Linha Aérea de Media Tensão	4
2.1- Condutores	4
2.2- Apoios	6
2.3- Isoladores.....	8
2.4- Armações	10
Capítulo 3	13
Projecto e Licenciamento de Linhas Aéreas de Média Tensão.....	13
3.1- Aspectos Gerais a Considerar num Projecto de uma Linha MT	14
3.2- Caso de Estudo - Linha Aérea a 15kV (Santão-Felgueiras).....	15
3.3- Etapas para Elaboração de um projecto MT	16
3.4- Traçado da linha	16
3.5- Cálculo Eléctrico	19
3.6- Cálculo Mecânico	28
3.7- Escolha do Isoladores.....	64
3.8- Elaboração do Projecto em SIT/DM.....	65
3.9- Licenciamento	67

Capítulo 4	68
Aplicações Desenvolvidas no Âmbito do Projecto de Linhas Aéreas de Média Tensão	68
4.1- Aplicação “ <i>Esforços_Apoio</i> ”	68
4.2- Aplicação “ <i>Afastamento_Condutores</i> ”	74
Capítulo 5	87
Breve Caracterização de Redes de Distribuição em Baixa Tensão	87
5.1- Características Gerais das redes de Distribuição em Baixa Tensão	87
5.2- Características Particulares das Redes Aéreas	88
5.2-1. Redes Aéreas de BT em Condutores Nus.....	88
5.2-2. Redes Aéreas de BT em Torçada	89
5.3- Características Particulares das Redes Subterrâneas	89
5.3-1. Cabos Enterrados Directamente no Solo	90
5.3-2. Cabos Enfiados em Tubos	91
5.3-3. Armários de Distribuição	93
5.4- Disposições Regulamentares Específicas.....	94
5.4-1. Regime de Neutro	94
5.4-2. Protecção Contra Contactos Indirectos	94
Capítulo 6	96
Análise de Projectos de Infra-Estruturas Eléctricas de Loteamentos e Urbanizações	96
6.1- Constituição dos Projectos de Infra-Estruturas Eléctricas.....	96
6.2- Metodologia na Apreciação de Projectos de Infra-Estruturas Eléctricas.....	97
6.3- Dimensionamento de uma Rede de Baixa Tensão.....	101
6.3-1. Metodologia de Cálculo	101
6.3-1.1. Corrente de Serviço.....	101
6.3-1.2. Condições de Aquecimento	102
6.3-1.3. Condições de Sobrecarga	102
6.3-1.4. Quedas de Tensão	104
6.3-1.5. Protecção contra Curto-Circuitos	104
6.3-1.6. Selectividade entre Protecções.....	106
6.3-2. Análise de um loteamento	107
6.4- Iluminação Pública	111
6.4-1. Aspectos importantes num projecto de IP	112
6.4-1.1. Espaços a Iluminar	112
6.4-1.2. Potência das Lâmpadas	112
6.4-1.3. Colunas de Iluminação.....	113
6.4-1.4. Disposição das Luminárias	114
6.4-1.5. Cálculo luminotécnico	116
6.4-1.5.1. Análise a um Loteamento	117
6.4-2. Dimensionamento da rede de Iluminação Pública	118
6.4-2.1. Metodologia de cálculo.....	118
6.4-2.1.1. Quedas de tensão	119
6.4-2.2. Análise de um loteamento	119
6.5- Vistorias às Infra-Estruturas Eléctricas do Loteamento/Urbanização	122
Capítulo 7	124
Análise de Redes Aéreas de Baixa Tensão com recurso ao <i>SOFTWARE</i> DPlan	124
7.1- Metodologia na Análise de Reclamações de Clientes.....	124
7.2- Estudos Preliminares	125
7.2-1. Medição da qualidade de onda de tensão nas instalações do requerente	125
7.2-2. Localização do cliente na rede, utilizando o “e-SIT”	126
7.2-3. Levantamento da Rede BT	127
7.3- Desenho da Rede existente em DPlan	127
7.4- Proposta de Remodelação da Rede existente	129
7.5- Viabilidade da Proposta de Remodelação da rede	131

Capítulo 8	133
A Manutenção de Redes Subterrâneas BT - Localização de Traçados e Defeitos	133
8.1- Tipos de Defeitos numa Rede Subterrânea BT	133
8.1-1. Origem do Defeito	133
8.1-2. Natureza do Defeito	134
8.2- Técnicas de Localização de Defeitos Eléctricos	135
8.2-1. Consignação do Cabo	135
8.2-2. Análise do Defeito	135
8.2-3. Localização à Distância do Defeito	135
8.2-4. Localização do Defeito no Terreno	137
8.3- “Sistema de localização RD4000” na Detecção de Defeitos.....	138
8.3-1. Constituição do Sistema	138
8.3-2. Princípio de Funcionamento	139
Capítulo 9	142
Aplicação Desenvolvida no Âmbito do Projecto de Redes de Baixa Tensão	142
9.1- Aplicação “ <i>Dimensionamento_BT</i> ”	142
9.1-1. Objectivos.....	142
9.1-2. Interface.....	143
9.1-3. Rotina “ <i>Inicio</i> ”	145
9.1-4. Rotina “ <i>Aumento_Secção_Armario_X</i> ”	148
9.1-5. Rotina “ <i>Limpar_X</i> ”	150
9.1-6. Desenho da Rede.....	150
9.1-7. Teste à Aplicação	151
Capítulo 10.....	154
Conclusões	154
Referências	155
Anexos	157
Anexo A - Parâmetro da catenária.....	157
Anexo B - Diagrama de Esforços dos Apoios aplicados na linha Santão-Felgueira	158
Anexo C - Dimensões dos Maciços para terreno com Coeficiente de Compressibilidade = 4 daN.cm – 3	162
Anexo D - Dimensões e Diagrama de Esforços das Armações aplicadas na Linha Santão- Felgueiras.....	163
Anexo E - Planta Parcelar e Perfil Longitudinal da linha MT a 15 kV Santão-Felgueiras	166
Anexo F - Memória Descritiva e Justificativa da Linha Santão-Felgueiras	168
Anexo G - Interface da aplicação “ <i>Esforços_Apoio</i> ”	169
Anexo H - Planta de parte da Rede de Distribuição em Baixa Tensão do Loteamento localizado em Vizela	170
Anexo I - Comprimentos Máximos Protegidos contra Curto-Circuitos por Fusíveis	172
Anexo J - Cálculos Luminotécnicos para o Loteamento localizado em Castelo de Paiva	174
Anexo K - Planta da Iluminação Pública do Loteamento localizado em Castelo de Paiva	178
Anexo L - Registo de “ <i>Electrocorder</i> ”	180
Anexo M - Resultados obtidos com o <i>SOFTWARE</i> DPLan e folha de cálculo REBATE	181
Anexo N - Parecer do “Departamento de Planeamento” à proposta de Remodelação	185
Anexo O - Especificações Técnicas do Transmissor e Receptor RD4000.....	186

Anexo P - Resultados obtidos com a Aplicação “ <i>Dimensionamento_BT</i> ” para o Loteamento de Vizela	188
Anexo Q - Curvas de Elevação de Temperatura nos Cabos de Alumínio-Aço	190

Lista de figuras

Figura 2.1 - Cabo de Alumínio nu com Alma de Aço [25]	5
Figura 2.2 - Função dos apoios [24].....	7
Figura 2.3 - Isoladores cerâmicos (à esquerda) e de vidro (à direita) [26]	8
Figura 2.4 - Isoladores poliméricos [27].....	8
Figura 2.5 - Cadeia de isoladores [28].....	9
Figura 2.6 - Tipos de cadeias de amarração [1]	10
Figura 2.7 - Tipos de armações	11
Figura 3.1 - Vista aérea do traçado da linha	15
Figura 3.2 - Desenho das catenárias em AUTOCAD	30
Figura 3.3 - Acção do vento sobre os condutores de um apoio de alinhamento (à esquerda) e de ângulo (à direita)	32
Figura 3.4 - Expressão da força do vento sobre os condutores de um apoio de alinhamento (à esquerda) e de ângulo (à direita) [5].....	33
Figura 3.5 - Forças exercidas sobre o condutor [1]	36
Figura 3.6 - Árvore de decisão para determinação do estado mais desfavorável [24].....	38
Figura 3.7 - Equações e ilustração referentes a um vão em patamar [1]	40
Figura 3.8 - Configuração do apoio de derivação nº8 da linha de Santão-Felgueiras (Hipótese 1)	42
Figura 3.9 - Configuração do apoio de derivação nº8 da linha de Santão-Felgueiras (Hipótese 2)	45
Figura 3.10 - Configuração do apoio de ângulo nº1 da linha de Santão-Felgueiras (Hipótese 1)	47
Figura 3.11 - Configuração do apoio fim de linha nºD9999 da linha de Santão-Felgueiras (Hipótese 1)	50
Figura 3.12 - Apoio de betão de base quadrado e dimensões do respectivo maciço [5]	55

Figura 3.13 - Diagrama do coeficiente de sobrecarga [5]	57
Figura 3.14 - Armação HRFSC.....	61
Figura 3.15 - Armação TAN.....	61
Figura 3.16 - Armação TAN e HRFSC sobrepostas	61
Figura 3.17 - Desenho dos apoios, armações e condutores em SIT/DM	65
Figura 3.18 - Simulação em SIT/DM de manter o apoio <i>MP04/1600</i> de 22 metros	66
Figura 4.1 - Inserção de dados na interface da aplicação “ <i>Esforços_Apoio</i> ” consoante o apoio	69
Figura 4.2 - Inserção do ângulo para o apoio de alinhamento/ângulo na interface da aplicação “ <i>Esforço_ Apoios</i> ”	70
Figura 4.3 - Inserção do ângulo para o apoio de derivação na interface da aplicação “ <i>Esforços_Apoio</i> ”	70
Figura 4.4 - Resultados obtidos para o apoio de ângulo na aplicação “ <i>Esforços_Apoio</i> ”	70
Figura 4.5 - Verificação das condições “ <i>Altura</i> ” e “ <i>Esforço</i> ” na aplicação “ <i>Esforços_Apoio</i> ”	71
Figura 4.6 - Apoios possíveis presentes na folha “ <i>Alinhamento_Ângulo</i> ” da aplicação “ <i>Esforços_Apoio</i> ”	72
Figura 4.7 - Resultados obtidos para o apoio de derivação na aplicação “ <i>Esforços_Apoio</i> ” ..	72
Figura 4.8 - Resultados obtidos para o apoio fim de linha na aplicação “ <i>Esforços_apoio</i> ”	73
Figura 4.9 - Apoios possíveis presentes na folha “ <i>Fim_de_Linha</i> ” da aplicação “ <i>Esforços_Apoio</i> ”	73
Figura 4.10 - Interface da aplicação “ <i>Afastamentos_Condutores</i> ”	74
Figura 4.11 - Fluxograma para a obtenção da flecha máxima na aplicação “ <i>Afastamentos_Condutores</i> ”	75
Figura 4.12 - Desenho das armações em AUTOCAD	76
Figura 4.13 - Sobreposição das armações HRFSC e GAN	77
Figura 4.14 - Sobreposição das armações HRFSC e TAL	77
Figura 4.15 - Sobreposição de duas armações HRFSC	77
Figura 4.16 - Sobreposição das armações HRFSC e GAL.....	78
Figura 4.17 - Sobreposição das armações HRFSC e VAN	78
Figura 4.18 - Sobreposição das armações HRFSC e TAN	78
Figura 4.19 - Dimensões da armação TAN personalizada	79
Figura 4.20 - Sobreposição das armações “ <i>TAN Personalizada</i> ” e HPT4/HRFSC	80

Figura 4.21 - Sobreposição das armações “ <i>TAN Personalizada</i> ” e GAN	80
Figura 4.22 - Sobreposição das armações “ <i>TAN Personalizada</i> ” e TAN	81
Figura 4.23 - Sobreposição das armações “ <i>TAN Personalizada</i> ” e TAL.....	81
Figura 4.24 - Sobreposição das armações “ <i>TAN Personalizada</i> ” e GAL	82
Figura 4.25 - Sobreposição das armações “ <i>TAN Personalizada</i> ” e VAN	83
Figura 4.26 - Campo da interface com o resultado das possíveis armações a utilizar	83
Figura 4.27 - Fluxograma para a obtenção da armação a utilizar na aplicação “ <i>Afastamentos_Condutores</i> ”	84
Figura 4.28 - Resultados obtidos pela aplicação “ <i>Afastamento_Condutores</i> ” para o primeiro vão da linha Santão-Felgueiras	85
Figura 4.29 - Resultados obtidos pela aplicação “ <i>Afastamento_Condutores</i> ” para o segundo vão da linha Santão-Felgueiras	85
Figura 5.1 - Rede aérea BT em condutores nus dispostos em esteira vertical [10]	88
Figura 5.2 - Rede aérea de BT em torçada [30]	89
Figura 5.3 - Cabos com alma condutora em alumínio, armados do Tipo LVAV, LSVAV, LXAV e LSXAV [2]	90
Figura 5.4 - Cabo com alma condutora em cobre, armado do Tipo VAV e XAV [2].....	91
Figura 5.5 - Cabos com alma condutora em alumínio, não armados do Tipo LVV, LSVV, LXV e LSXV [2]	92
Figura 5.6 - Cabo com alma condutora em cobre, não armado do Tipo VV e XV [2].....	92
Figura 5.7 - Constituição de um armário de distribuição [10]	94
Figura 5.8 - Sistema de protecção TN aplicado ao armário de distribuição [10]	95
Figura 6.1 - Etapas fundamentais de apreciação e aprovação de um projecto de infra- estruturas eléctricas [20]	98
Figura 6.2 - Esquema representativo da protecção contra sobrecargas.....	103
Figura 6.3 - Diagrama de rede do loteamento no concelho de Vizela	107
Figura 6.4 - Disposição das armaduras na via [2]	114
Figura 6.5 - Disposição das armaduras nas curvas [2]	115
Figura 6.6 - Disposição das armaduras nos cruzamentos entre vias com/sem iluminação	115
Figura 6.7 - Disposição das armaduras nos cruzamentos entre vias com/sem iluminação de acordo com a importância da via	115
Figura 6.8 - Disposição das armaduras nos cruzamentos em T [2]	116
Figura 6.9 - Disposição das armaduras nas rotundas [6]	116

Figura 6.10 - Configuração da via a iluminar	117
Figura 6.11 - Disposição das luminárias na via	117
Figura 6.12 - Resultados da iluminância sobre a via.....	118
Figura 6.13 - Diagrama de rede da iluminação pública do loteamento no concelho de Castelo de Paiva.....	120
Figura 6.14 - Portilhola da coluna de iluminação normaliza (à esquerda) e não normalizada pela EDP Distribuição (à direita)	123
Figura 7.1 - Localização do P.T. que “alimenta” o reclamante	127
Figura 7.2 - Localização do P.T. 133 GMR no DPLan.....	128
Figura 7.3 - Inclusão de cargas	128
Figura 7.4 - Desenho da rede actual.....	128
Figura 7.5 - Remodelação da rede com inserção de um novo P.T.	129
Figura 8.1 - Esquema eléctrico representativo de um defeito de isolamento [2]	134
Figura 8.2 - Esquema eléctrico representativo da aplicação do método ecométrico [2]	136
Figura 8.3 - Defeito de continuidade [2]	137
Figura 8.4 - Defeito de isolamento [2]	137
Figura 8.5 - Defeito numa caixa de derivação [2].....	137
Figura 8.6 - Transmissor	138
Figura 8.7 - Receptor acoplado ao acessório “A-Frame”	138
Figura 8.8 - Aplicação de uma corrente alternada pelo transmissor no cabo com defeito ...	139
Figura 8.9 - Circuito eléctrico estabelecido pela ligação do aparelho [16]	139
Figura 8.10 - Bobina com núcleo de ferrite [16]	139
Figura 8.11 - Esquema representativo das correntes que circulam através da terra entre o defeito e a massa da bateria [16]	140
Figura 8.12 - Esquema representativo do funcionamento do “A-frame” [16]	140
Figura 8.13 - Localização do defeito	141
Figura 9.1 - Interface da aplicação “Dimensionamento_BT”	143
Figura 9.2 - Fluxograma da rotina “Inicio”	147
Figura 9.3 - Fluxograma da rotina “Aumento_Secção_Armário_X”	149
Figura 9.4 - Diagrama de rede obtido na aplicação “Dimensionamento_BT”	150
Figura 9.5 - Interface da aplicação com os valores referentes ao loteamento de Vizela	151

Figura 9.6 - Resultados obtidos com a alteração do cabo LXS 4x70+16 para LXS 4x95+16....	152
Figura 9.7 - Diagrama de possível rede para o loteamento de Vizela	153

Lista de tabelas

Tabela 1.1 – Calendarização do Estágio	2
Tabela 2.1 – Características dos condutores [5].....	5
Tabela 3.1 – Pressão dinâmica do vento (q) [7]	33
Tabela 3.2 – Coeficiente de forma (c) [7]	34
Tabela 3.3 – Caracterização da linha principal.....	35
Tabela 3.4 – Caracterização da linha derivada	35
Tabela 3.5 – Esforços aplicado ao apoio de derivação nº8	47
Tabela 3.6 – Esforços aplicado ao apoio de ângulo nº1	49
Tabela 3.7 – Esforços aplicado ao apoio fim de linha nºD9999	51
Tabela 3.8 – Apoios e esforços associados na linha Santão-Felgueiras	54
Tabela 3.9 – Coeficiente de compressibilidade do terreno [1]	55
Tabela 3.10 – Características do apoio AM08 – 4000/1320 [17].....	58
Tabela 3.11 – Dimensões do maciço do apoio AM08 – 4000/1320 – 22 metros [22]	58
Tabela 3.12 – Dimensões dos maciço dos apoios aplicados na linha Santão-Felgueiras [22] ..	60
Tabela 4.1 – Resultados analíticos obtidos para o apoio de ângulo.....	70
Tabela 4.2 – Resultados analíticos obtidos para o apoio de derivação.....	72
Tabela 4.3 – Resultados analíticos obtidos para o apoio fim de linha	73
Tabela 4.4 – Distância mínima entre condutores para as diversas combinações de armações	79
Tabela 4.5 – Resultados analíticos obtidos para os dois vãos da linha Santão-Felgueiras	85
Tabela 6.1 – Tipos de armários de distribuição e fabricantes homologados [18][20].....	99
Tabela 6.2 – Tipos de cabos e condutores isolados [18]	100

Tabela 6.3 – Tipos colunas normalizadas e lâmpadas [18]	100
Tabela 6.4 – Correntes máximas admissíveis de acordo com o modo de estabelecimento ...	102
Tabela 6.5 – Características dos fusíveis	103
Tabela 6.6 – Iluminância e uniformidade global de acordo com o espaço a iluminar [31]....	112
Tabela 6.7 – Potência das lâmpadas e altura mínima de montagem em função do local de estabelecimento [2]	113
Tabela 6.8 – Altura mínima da coluna de iluminação de acordo com o tipo de lâmpada [2]	113
Tabela 7.1 – Quedas de tensão em cada saída de cada P.T. com a remodelação da rede ...	131
Tabela 9.1 – Tabelas auxiliares na “Folha 2” do Excel.....	145

Abreviaturas e Símbolos

Al-Aço	Alumínio-Aço
AT	Alta Tensão
AD	Armário de Distribuição
BT	Baixa Tensão
D.G.E.G.	Direcção Geral de Energia e Geologia
DM	<i>Design Manager</i>
DPLan	<i>Distribution Planning</i>
ENF	Energia Não Fornecida
EDP	Energias de Portugal
GAL	Galhardete para funções de Alinhamento
GAN	Galhardete para funções de Ângulo
HDR	Esteira Horizontal
HPT4	Esteira Horizontal, destinado a apoios com P.T. aéreo
HRFSC	Esteira horizontal Reforçada
IP	Iluminação Pública
Lcr	Vão Crítico
MT	Média Tensão
PE	Polietileno
PEX	Polietileno Reticulado
PVC	Policloreto de Vinilo
PT	Posto de Transformação
PT AS	Posto de Transformação Aéreo com Seccionamento
PT AI	Posto de Transformação Aéreo com Interruptor
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
R.S.L.E.A.T.	Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão
R.S.R.D.E.E.B.T.	Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão
SIT	Sistema de Informação Técnica
TAL	Triângulo para funções de alinhamento

TAN	Triângulo para funções de Ângulo
TET	Trabalhos Em Tensão
VAL	Esteira Vertical para funções de Alinhamento
VAN	Esteira Vertical para funções de Ângulo

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo descrevemos o trabalho que foi realizado no âmbito do projecto/estágio. Enunciamos os objectivos propostos inicialmente e o processo de realização dos mesmos. Para a realização deste trabalho estabelecem-se um conjunto de etapas que foram devidamente calendarizadas. É justificada, também, a utilidade e o interesse deste estágio no contexto actual. No fim do capítulo, descreve-se a forma como o relatório está organizado.

1.1 - Contextualização

Os sistemas eléctricos de energia estão estruturados em subsistemas de produção, transmissão de energia e distribuição. É no subsistema de distribuição que este projecto se centraliza.

A EDP Distribuição é detentora da exploração da quase totalidade da rede de distribuição de energia eléctrica em Portugal continental. As redes de distribuição são constituídas por linhas aéreas e cabos subterrâneos de AT (60kV), de MT (principalmente linhas de 30kV, 15kV e 10kV) e de BT (400/230 V), para além das subestações, dos postos de transformação e restantes equipamentos necessários à sua exploração. A iluminação pública é também parte integrante da rede de distribuição.

A construção, exploração e manutenção da rede de distribuição, por parte da EDP, torna-se uma actividade essencial para que a empresa consiga satisfazer os acréscimos de consumos e preservar a qualidade de serviço de modo a cumprir as condições regulamentares.

Este projecto surgiu de uma proposta de estágio por parte da EDP Distribuição, tendo como base a elaboração, análise e viabilidade de projectos MT, BT e IP. Para além destas

2 Introdução

actividades desenvolveram-se aplicações em Excel e Visual Basic para sistematizar o cálculo analítico envolvido naqueles projectos.

O estágio surgiu como uma oportunidade de aplicação dos conhecimentos teóricos e práticos adquiridos ao longo do percurso académico, permitindo também desenvolver capacidades de decisão, planeamento e coordenação de tarefas.

1.2 - Objectivo

Este estágio teve como objectivo a aquisição de competências profissionais na área de operações em redes de distribuição. Para atingir este objectivo foi necessário subdividir o trabalho nas seguintes fases:

- Elaboração de projectos MT;
- Utilização da ferramenta SIT/DM (Sistema de Informação Técnica/*Design Manager*);
- Orçamentação de obras;
- Análise de projectos de loteamentos e urbanizações;
- Acompanhamento na execução de obras e vistorias a infra-estruturas eléctricas efectuadas por terceiros (loteamentos/urbanizações);
- Análise de redes BT (DPLan);
- Exploração de Redes BT/IP.

1.3 - Calendarização

Para a realização do estágio, foi necessário estabelecer e calendarizar os principais temas a abordar (ver cronograma da tabela 1.1).

Tabela 1.1 – Calendarização do Estágio

ID	Nome das Etapas	Início	Fim	Duração	Março				Abril				Maio				Junho						
					2	9	16	23	30	6	13	20	27	4	10	18	24	1	8	15	22	29	
1	Elaboração de Projectos MT	02-03-2009	13-04-2009	6 semanas																			
2	Análise de Redes BT com auxílio do software DPlan	13-04-2009	27-04-2009	2 semanas																			
3	Análise de Projectos de loteamentos e urbanizações	27-04-2009	18-05-2009	3 semanas																			
4	Exploração de redes BT/IP	18-05-2009	01-06-2009	2 semanas																			
5	Elaboração do relatório	30-03-2009	29-06-2009	13 semanas																			

A calendarização previamente estabelecida, não foi seguida “à risca”, porque, as oportunidades de realizar e analisar projectos interessantes iam surgindo no departamento e muitas vezes surgiam fora do *timing* estabelecido.

A última etapa foi aquela que mais se destacou, pelo tempo gasto na execução da mesma. A estratégia adoptada foi executar o relatório em simultâneo com o trabalho desenvolvido, daí a justificação das 13 semanas.

1.4 - Organização do Relatório

Este relatório está estruturado do seguinte modo: o Capítulo 1 descreve de uma forma geral o trabalho que foi realizado. No Capítulo 2 são caracterizados os principais componentes e materiais utilizados numa linha aérea de média tensão. No Capítulo 3 descreve-se, em pormenor, a metodologia utilizada na realização de projectos de linhas MT, exemplificando com um dos projectos MT elaborados. O Capítulo 4, destina-se a apresentar duas aplicações desenvolvidas no âmbito de projecto de linhas MT (*“Esforços_Apoio e Afastamento_Condutores”*). No Capítulo 5, inicia-se o estudo de redes de baixa tensão, com uma breve caracterização de uma rede BT abordando alguns dos aspectos regulamentares essenciais para a sua exploração. O Capítulo 6 é dedicado à apreciação de projectos de loteamentos/urbanizações que chegam à EDP Distribuição para aprovação, exemplificando com dois dos projectos analisados. No Capítulo 7 é abordado, o método de análise de redes BT em torçada, com recurso ao *software* DPlan. O Capítulo 8 descreve o processo de detecção de avarias em cabos subterrâneos, no âmbito da manutenção em redes BT. No Capítulo 9 é descrito uma aplicação desenvolvida no âmbito do dimensionamento de redes de distribuição em baixa tensão (*“Dimensionamento_BT”*). Para terminar, no Capítulo 10, apresentam-se as principais conclusões retiradas do estágio realizado.

Capítulo 2

Caracterização de uma Linha Aérea de Media Tensão

Todos os materiais utilizados numa linha MT devem ser correctamente dimensionados, de modo a cumprir as condições técnicas e de segurança da linha.

Os condutores, os isoladores, os apoios e outros elementos das linhas, bem como os materiais que as constituem, devem obedecer ao disposto no Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão [7] e às normas e especificações nacionais [9]. Os materiais devem ser coerentes entre si, devendo conservar de forma durável as suas características físicas (dimensionais, eléctricas, mecânicas e térmicas) e químicas (composição e resistência à corrosão), em condições normais, ou invulgares, de funcionamento previsível.

Este capítulo destina-se a descrever sinteticamente os materiais utilizados numa linha aérea de média tensão.

2.1- Condutores

Os condutores a empregar nas linhas aéreas são, em regra, nus, adoptando-se condutores isolados apenas em casos muito especiais, por exemplo em zonas urbanizadas. Os condutores isolados são raramente utilizados, pois, fruto de experiências anteriores, constatou-se que mesmo com revestimentos supostamente à prova de intempéries, as características do condutor não se mantinham inalteráveis. Por este motivo, aliado ao factor económico, generalizou-se a preferência pelos condutores nus no estabelecimento de linhas aéreas.

Os condutores nus são realizados pelo cableamento de fios, de um ou mais materiais, em camadas concêntricas, de sentidos alternados. Os condutores nus poderão ser de Cobre, Alumínio-Aço ou Ligas de Alumínio, sendo que, na EDP Distribuição, são usados condutores nus de Al-Aço.

Os cabos de alumínio evidenciavam uma enorme capacidade de transporte, no entanto em certos cenários era inadequado a sua utilização, pela sua insuficiente resistência mecânica aliada a tensões de ruptura baixas. Para colmatar este defeito surgiram os cabos de alumínio nu com alma de aço (Al-Aço), sendo que a resistência mecânica é “proporcionada” pelo aço enquanto que a corrente eléctrica é “transportada” pelo alumínio.



Figura 2.1 - Cabo de Alumínio nu com Alma de Aço [25]

Os condutores de cobre deixaram de ser aplicados devido à sua menor flexibilidade (condutor maciço), o que dificulta o seu manuseamento e, fundamentalmente, devido ao seu preço. No entanto não é apenas o preço do condutor que em termos económicos é mais vantajoso. Se compararmos os dois tipos de condutores com a mesma resistência, logo com as mesmas perdas, verifica-se que o condutor de alumínio possui uma maior resistência mecânica e um menor peso, o que numa linha aérea assume elevada importância, pois diminui a flecha do condutor. Como consequência, permite a colocação de apoios com alturas inferiores e vãos com comprimentos superiores, o que reduz o número de apoios e materiais/acessórios associados, sendo outra das vantagens destes condutores a nível económico. No quadro seguinte podemos verificar algumas das características dos condutores mais utilizados em linhas aéreas:

Tabela 2.1 – Características dos condutores [5]

CONDUTORES	SECÇÃO			CONSTITUIÇÃO		DIÂMETRO DO CONDUTOR	PESO UNIT. DO CONDUTOR	TENSÃO DE RUTURA	RESISTÊN. A 20° C	MÓDULO DE ELASTICIDADE		COEFICIENTE DE DILATAÇÃO LINEAR
	Nominal	Real	Cobre equival.	Número x diâmetro (mm)		mm	da N. km ⁻¹	da N. km ⁻²	Ω. Km ⁻¹	da N mm ⁻²		°C ⁻¹
	mm ²	mm ²	mm ²									
COBRE	16	15,89	-	7 x 1,70		5,10	141,4	41	1,130	10290		17 x 10 ⁻⁶
AL - AÇO				Alumínio	Aço					Inicial	Final	
	30	30,62	16	6 x 2,36	1 x 2,36	7,08	104,0	31	1,090	6000	7940	19 x 10 ⁻⁶
	50	49,48	26	6 x 3,00	1 x 3,00	9,06	168,7	30	0,675	6000	7940	19 x 10 ⁻⁶
	90	87,97	47	6 x 4,00	1 x 4,00	12,00	299,2	28	0,380	6000	7940	19 x 10 ⁻⁶
	160	157,90	85	26 x 258	7 x 2,00	16,32	537,6	30	0,213	6080	7600	19 x 10 ⁻⁶
LIGAS DE ALUMÍNIO	20	21,99	11	7 x 2,00		6,00	59,0	32	1,500	6200		23 x 10 ⁻⁶
	35	34,36	18	7 x 2,50		7,50	92,1	32	0,958	6200		23 x 10 ⁻⁶
	55	54,55	28	7 x 3,15		9,45	146,0	32	0,603	6200		23 x 10 ⁻⁶
	75	75,54	38	19 x 2,25		11,25	203,8	32	0,438	6000		23 x 10 ⁻⁶

2.2- Apoios

Numa linha aérea o apoio deverá ser constituído pelo poste e por todas as estruturas que suportam os condutores, nomeadamente os isoladores e as armações.

Os apoios para uma linha aérea deverão ser escolhidos em função da sua altura, dos esforços mecânicos a que estão sujeitos, do local de implementação e do custo. Para além destes factos, será necessário verificar se o apoio que se escolhe está disponível em armazém, pois se assim não for, corre-se o risco da obra ficar embargada com a demora da chegada do apoio.

Nas linhas aéreas de média tensão podem ser utilizados postes de betão armado ou postes metálicos, sendo que apenas os normalizados pela EDP Distribuição poderão ser utilizados. Sempre que possível, a EDP Distribuição opta por postes de betão em detrimento dos metálicos, pois estes têm a desvantagem de serem mais caros. O elevado custo do apoio metálico deve-se à sua base de grandes dimensões, sendo maior a área de terreno a ocupar, implicando um maior maciço e como consequência maior quantidade de betão a aplicar a este. O poste de betão tem como desvantagem, ser difícil de transportar uma vez que ao contrário do metálico, é impossível ser desmontado, para além de, em casos especiais (postes com altura superior a 22 metros) ser necessária escolta policial para se poder transportar o poste [9]. O apoio metálico deverá ser utilizado em casos em que o apoio de betão não seja capaz de suportar os esforços mecânicos da linha e o local de colocação do poste seja de difícil acesso.

Segundo o artigo 4º do R.S.L.E.A.T. [7] os apoios de uma linha aérea são classificados em:

- Apoios de alinhamento, se o apoio estiver situado num traçado rectilíneo da linha;
- Apoios de ângulo, se o apoio estiver situado num ângulo da linha;
- Apoios de derivação em alinhamento/ângulo, que correspondem aos apoios em alinhamento/ângulo onde se estabelecem uma ou mais derivações;
- Apoios de reforço em alinhamento/ângulo, que correspondem aos apoios destinados a suportarem esforços longitudinais para reduzir as consequências resultantes da rotura de condutores;
- Apoios fim de linha, que correspondem aos apoios capazes de suportar a totalidade dos esforços que os condutores lhe transmitem de um só lado da linha.

Os apoios podem ter funções distintas, como se pode constatar na figura 2.2.

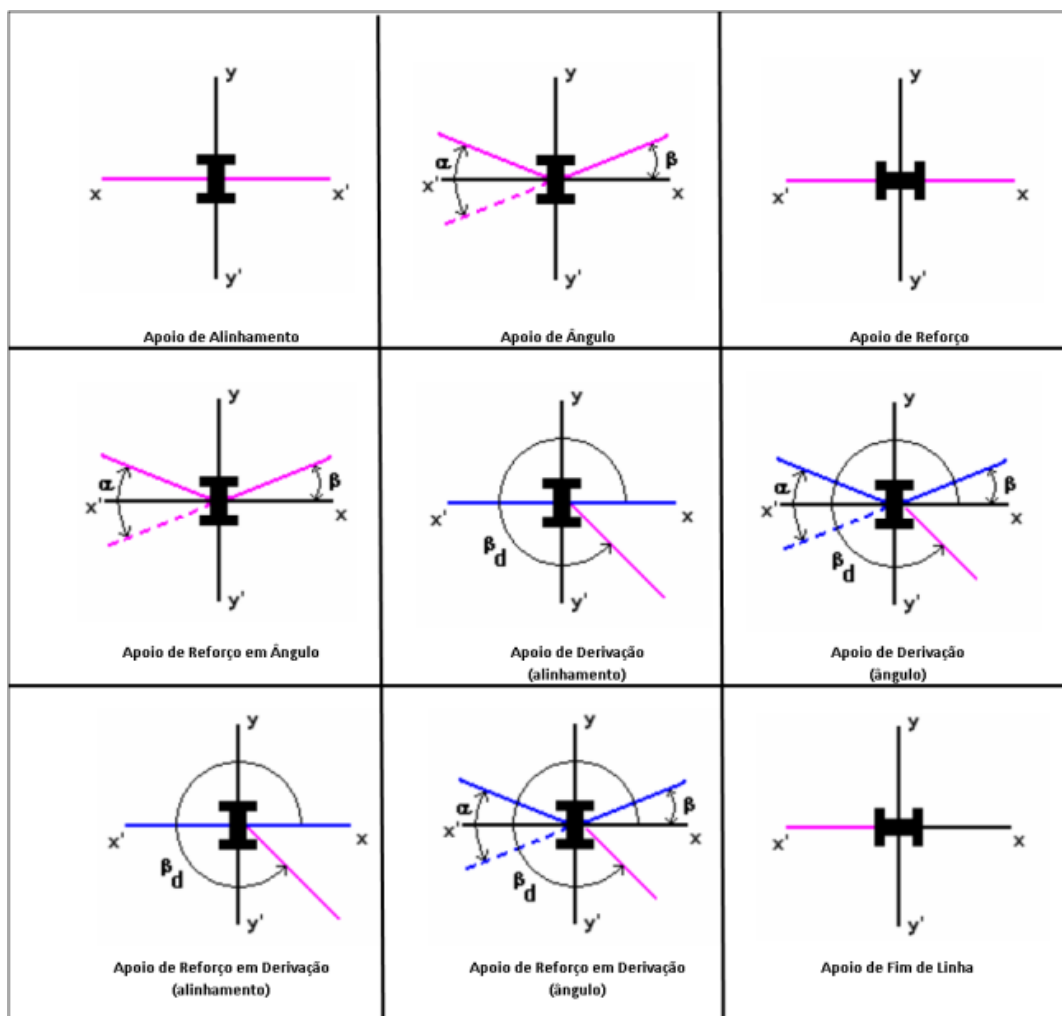


Figura 2.2 - Função dos apoios [24]

Os apoios são sujeitos a diversos esforços, que se podem classificar como:

- Esforços verticais, devidos ao peso dos condutores e ao aglomerado de neve ou gelo sobre eles;
- Esforços transversais, que resultam da tracção dos condutores quando estes fazem ângulo e da acção do vento sobre os apoios;
- Esforços longitudinais, devidos a diferentes esforços mecânicos aplicados pelos condutores dos vãos adjacentes aos apoios ou quando estes apenas suportam condutores de um dos lados.

A escolha do apoio depende do cálculo destes esforços, sendo o seu estudo reservado para o capítulo 3.

2.3- Isoladores

Os isoladores são estruturas em vidro ou cerâmicas, que têm como função isolar electricamente as linhas dos apoios e suportar mecanicamente os cabos aéreos, às estruturas metálicas ou de betão.



Figura 2.3 - Isoladores cerâmicos (à esquerda) e de vidro (à direita) [26]

Os isoladores cerâmicos tem a desvantagem de serem de difícil detecção dos defeitos por perfuração do isolador, enquanto que nos isoladores de vidro, estes “explodem” com a perfuração.

Recentemente surgiram os isoladores poliméricos, constituídos por fibra de vidro com um revestimento em silicone, obtendo-se um isolador altamente confiável.



Figura 2.4 - Isoladores poliméricos [27]

Estes isoladores são cada vez mais utilizados, devido às suas vantagens relativamente aos isoladores em vidro ou cerâmicos, destacando-se por serem mais compactos, por apresentarem excelentes resultados quando sujeitos a intempéries, por terem resistência mecânica e à erosão, pois as propriedades do silicone são conservadas com o tempo [27].

Nas linhas aéreas até 30 kV, podem utilizar-se isoladores rígidos, de eixo vertical ou de eixo horizontal e isoladores de cadeia. Actualmente, os isoladores rígidos são pouco utilizados em projectos de novas linhas de média tensão. Os isoladores rígidos eram tradicionalmente adoptados em apoios de alinhamento, com linhas de condutores de cobre nu de secção igual ou inferior a 50 mm^2 ou com condutores de Al-Aço, ou ligas de alumínio, de secção igual ou inferior a 70 mm^2 . Os isoladores rígidos de eixo vertical eram ainda utilizados em apoios de ângulo, mas só no caso de ângulos pouco pronunciados ($\leq 18 \text{ graus}$). Nas linhas com condutores de maiores secções e nos restantes tipos de apoios (fim de linha, reforço, ângulos

pronunciados), eram utilizados isoladores de cadeia, que poderiam ser cadeias de suspensão, para apoios de alinhamento, ou cadeias de amarração nos restantes tipos de apoios [1].

Os isoladores rígidos deixaram de ser utilizados, pois são difíceis de montar e demasiado frágeis devido às suas dimensões, sendo pouco seguros. Foi assim necessário optar por isoladores suspensos compostos por vários elementos reunidos em forma de cadeia. Estes isoladores podem ser de porcelana ou vidro. Poderão existir três tipos diferentes de elementos que formam as cadeias de isoladores:

- Isoladores de campânula simples;
- Isoladores de campânula dupla;
- Isoladores de tronco longo.

A cadeia de isoladores é formada por um conjunto de isoladores de campânula de porcelana ou vidro.



Figura 2.5 - Cadeia de isoladores [28]

O número de isoladores que forma uma cadeia depende da tensão da linha. O conjunto de isoladores pode formar:

- Cadeias de suspensão, que podem ser cadeias verticais ou em V e são usadas em apoios onde apenas há suspensão de linhas (postes de alinhamento) ou pequeno ângulo;
- Cadeias de amarração, que são cadeias horizontais usadas em apoios de derivação, de ângulo ou fim de linha.

Nas cadeias de amarração, os isoladores podem estar dispostos no sentido ascendente ou descendente, conforme a colocação das linhas em relação ao apoio, isto para que a água das chuvas não acumule na campânula.

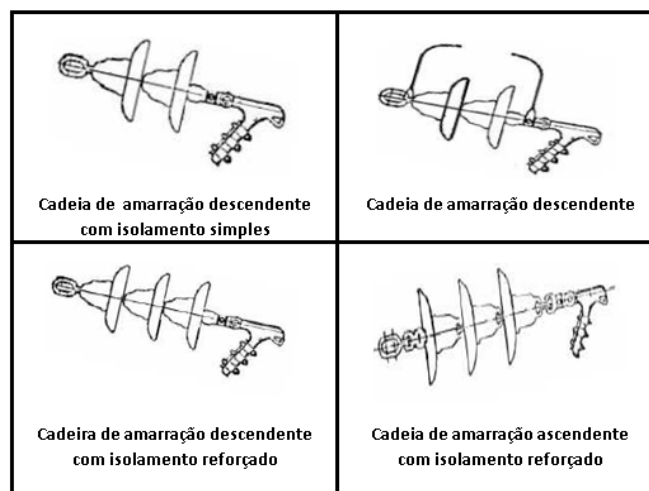


Figura 2.6 - Tipos de cadeias de amarração [1]

As cadeias de amarração mais utilizadas pela EDP Distribuição são as cadeias de amarração reforçadas (grupos de três isoladores) e as cadeias de amarração simples (grupos de dois isoladores) com hastes de descarga que são colocadas, normalmente, de três em três apoios segundo o prescrito no R.S.L.E.A.T [7]. As hastes de descarga têm como objectivo, proteger o condutor e a cadeia de isoladores, dos efeitos nocivos provocados pelos arcos de contornamento, resultantes de sobretensões atmosféricas, permitindo uma quebra no isolamento que conduz ao escoamento da corrente através do apoio. As cadeias equipadas com hastes de descarga devem ser aplicadas em locais de difícil acesso e se possível, afastado de habitações ou zonas densamente povoadas.

2.4- Armações

As armações são estruturas metálicas colocadas na parte superior do poste, tendo como função, o suporte dos condutores. A escolha da armação depende em grande parte da função do apoio.

Normalmente para apoios de alinhamento, ângulo e reforço são recomendadas as seguintes armações:

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

Para desempenhar funções de apoio de fim de linha e derivação é recomendado o uso das seguintes armações:

- HDR (Esteira horizontal);
- HPT4 (Esteira horizontal, destinado a apoios com P.T. aéreo).

A designação da armação corresponde à forma como os condutores estão dispostos na armação. As armações mais utilizadas são normalmente as armações em triângulo e esteira horizontal. Na escolha do tipo de armação deverá respeitar-se a distância mínima entre condutores, sendo que muitas vezes (vãos de grandes dimensões) torna-se impossível a escolha destas duas armações, pois corre-se o risco de os condutores se tocarem a meio do vão e para contornar este problema opta-se por armações em galhardete.

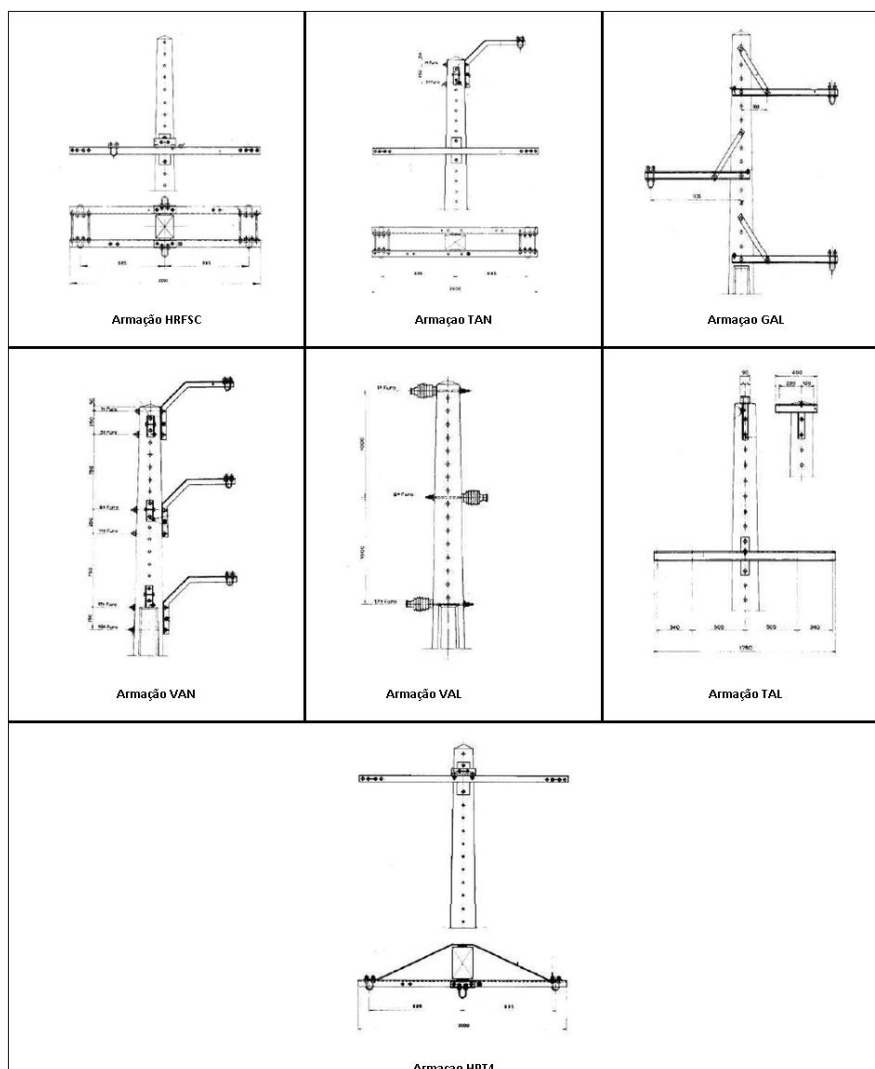


Figura 2.7 - Tipos de armações

12 Caracterização de uma Linha Aérea de Media Tensão

No capítulo 4 apresenta-se uma aplicação, desenvolvida pelo autor durante o período de estágio, que indica ao utilizador a armação a adoptar, após este ter introduzido a armação inicial do vão, de modo a respeitar distância mínima regulamentar entre condutores.

Capítulo 3

Projecto e Licenciamento de Linhas Aéreas de Média Tensão

A elaboração de projectos de Linhas de Média Tensão obedecem a um conjunto de regras expressas no Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão [7] e indicações presentes no Guia Técnico de Recomendações de Linhas Eléctricas de Alta Tensão até 30 kV, da D.G.E. [1] (actual D.G.E.G.).

Durante o período de estágio, a elaboração de novos projectos, teve por objectivo contemplar as seguintes situações:

- Ligações de novos clientes em MT e BT;
- Modificações de traçados de linhas existentes;
- Interligação de linhas;
- Investimentos da EDP para aumentar os indicadores de qualidade de serviço.

Um projecto de uma linha de média tensão resulta da congregação de diversas etapas. A primeira delas, e muitas vezes a mais demorada, será a escolha do melhor traçado da linha. Depois, será necessário negociar com os proprietários dos terrenos, onde a linha irá passar, de modo a calcular o valor das indemnizações a pagar. Em alguns casos é necessário alterar o traçado inicial da linha, por não haver um acordo de verbas entre as partes.

Depois de ultrapassados os processos burocráticos, surge a necessidade de fazer o levantamento topográfico do local, de modo a ser obtido o perfil e a planta parcelar da linha com a localização dos apoios. Posto isto, pode iniciar-se o projecto da linha, com a escolha dos tipos e altura dos apoios, de acordo com os esforços mecânicos que tenham de suportar e distância ao solo e habitações respectivamente. Posteriormente, escolhe-se o tipo das

armações para os apoios, de modo a verificar a distância mínima regulamentar entre condutores. No departamento onde estive inserido, “Projecto e Construção”, o cálculo eléctrico não é efectuado, pois os materiais são previamente seleccionados no “Departamento de Planeamento”. Assim, optei, na sequência deste relatório, por demonstrar como é efectuado este cálculo, apesar de este não ser necessário, como irei descrever neste capítulo.

Após o correcto dimensionamento da linha, os dados, são transportados para o SIT/DM, que efectua o traçado do perfil e da planta parcelar, sendo enviado o projecto para orçamentar.

O objectivo deste capítulo é descrever o processo de elaboração de um projecto de uma linha aérea de média tensão, bem como os seus elementos constituintes, dando como exemplo um dos projectos que elaborei e que achei ser o mais pertinente.

3.1- Aspectos Gerais a Considerar num Projecto de uma Linha MT

Na elaboração de um projecto de uma linha de transmissão, são diversas as condições a satisfazer de modo a viabilizar o projecto. Assim podemos distinguir:

- Condições técnicas associadas aos limites impostos aos elementos que constituem uma linha de MT, quedas de tensão, níveis de aquecimento, perdas de energia, esforços aplicados a apoios e condutores;
- Condições de segurança relacionadas com o afastamento entre condutores, distância dos condutores ao solo, distância destes a objectos próximos da linha e a outras linhas. As distâncias mínimas regulamentares, ou as fórmulas para as obter, estão presentes no Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão [7] e no Decreto Regulamentar nº1/92 de 18/02/92 [9];
- Condições económicas, que têm como objectivo minimizarem, dentro do possível, os encargos financeiros inerentes à construção de Linha MT, de modo a otimizar os recursos existentes (mão-de-obra, material a utilizar);
- Condições burocráticas relacionadas com pedidos de autorizações e possíveis indemnizações afectando os proprietários dos terrenos devido à colocação dos apoios. Os proprietários dos terrenos poderão vir a ser ressarcidos monetariamente por eventuais danos causados (ex. corte de árvores) para a implantação da linha;
- Condições ambientais, de modo a respeitar na medida do possível, o património cultural, estético e científico da paisagem.

Algumas destas condições assumem relevância especial, sendo que outras são relegadas para um plano secundário. As condições técnicas e de segurança serão as principais condições a verificar num projecto deste tipo pela EDP.

Independentemente das condições expostas, deverá respeitar-se o Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (R.S.L.E.A.T) [7], que se destina a fixar as condições técnicas a que devem obedecer o estabelecimento e a exploração de linhas eléctricas de alta tensão, com vista à protecção de pessoas e coisas e à salvaguarda dos interesses colectivos.

3.2- Caso de Estudo - Linha Aérea a 15kV (Santão-Felgueiras)

O caso de estudo que vou utilizar como exemplo, surgiu por iniciativa da EDP para aumentar a qualidade de serviço na freguesia de Santão, concelho Felgueiras.

Para reduzir, as quedas de tensão, optou-se por implantar um posto de transformação, neste caso aéreo, o mais próximo possível do centro de cargas. Depois de definida a localização do PT, foi necessário analisar a rede existente de média tensão, com o objectivo de definir a localização do apoio onde se poderia efectuar a derivação para a nova linha. Verificou-se que o apoio mais próximo para se fazer a derivação para o novo PT seria o apoio número 8 (ver figura 3.1), sendo este classificado como um apoio de derivação em ângulo.

A linha a projectar é constituída por três apoios, um deles já existente, sendo necessário verificar se o apoio de derivação aguenta com os esforços impostos pela nova linha. Os outros dois apoios são novos, sendo que o último não necessita de ser dimensionado uma vez que os apoios para postos de transformação aéreos são sempre os TP4. Para o apoio número 1 (ver figura 3.1), como este se situa na extremidade de um terreno, foi necessário pedir autorização ao proprietário para proceder à sua implantação.

A linha a projectar terá o traçado ilustrado na figura:

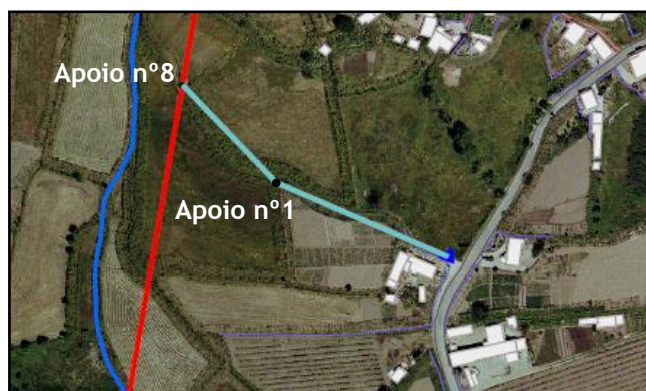


Figura 3.1 - Vista aérea do traçado da linha

A nova linha de média tensão, de 15 kV, situa-se numa zona sem gelo e liga a um PT de 160 kVar do tipo AI. Esta linha tem uma extensão de 170,98 metros, dividido por dois vãos. O

primeiro de 71,82 *metros*, que liga o apoio de onde deriva a linha até ao apoio de ângulo, e o segundo vão de 99,17 *metros*, que interliga este apoio ao TP4.

3.3- Etapas para Elaboração de um projecto MT

A elaboração de um projecto de média tensão focaliza-se em duas etapas: o cálculo eléctrico e o cálculo mecânico.

O cálculo eléctrico abrange:

- Cálculo da intensidade da corrente de serviço;
- Cálculo das quedas de tensão;
- Cálculo das perdas de energia.

O cálculo mecânico abrange:

- Determinação da tensão de montagem dos condutores;
- Dimensionamento dos apoios, com o cálculo de esforços;
- Cálculo das flechas de regulação;
- Cálculo da distância de afastamento entre condutores;
- Dimensionamento de maciços.

No entanto antes de iniciar qualquer cálculo será necessário proceder ao estudo do traçado da linha.

3.4- Traçado da linha

A primeira fase de elaboração de um projecto MT será definir os locais onde irá passar a linha, bem como a localização dos apoios.

Na análise dos possíveis traçados da linha, existem vantagens e desvantagens em cada hipótese de traçado, sendo que o projectista deverá escolher o melhor traçado de modo a reduzir ao mínimo os seus inconvenientes. O ideal seria que o traçado de uma linha fosse rectilíneo, ou o mais próximo disso, paralelo às vias de comunicação, com vãos de grandes dimensões de modo a reduzir o número de apoios e com ângulos pouco pronunciados, evitando os apoios mais robustos e como consequência mais dispendiosos economicamente. Deverá limitar-se o número e o valor dos ângulos, tendo em conta que quanto mais acentuados, maior será a dificuldade das equipas de TET, no afastamento conveniente dos condutores aos apoios.

Segundo o R.S.L.E.A.T. [7], artigo 5º e 6º, as linhas devem ser projectadas de modo a preservar a segurança das pessoas e bens materiais, devendo sempre que possível respeitar-

se o património cultural estético e científico da paisagem, causando-lhe o menor dano. É expressamente proibido a passagem de linhas aéreas de média/alta tensão sobre recintos desportivos, escolares, sobre depósitos de combustível, aeródromos, estabelecimentos militares, antenas emisoras e retransmissoras de rádio e televisão, centros de radiocomunicações e de radionavegação e pedreiras em actividade. Segundo o mesmo regulamento, artigo 26º, os condutores devem estar estabelecidos de modo a não poderem ser atingidos pelas pessoas sem que estas recorram a meios especiais para os atingirem.

Um dos pontos críticos na elaboração do traçado, será estudar todas as alternativas possíveis de modo a respeitar as distâncias mínimas impostos pelo regulamento. O R.S.L.E.A.T. [7] especifica, para os cabos nus e para os cabos isolados, as distâncias mínimas dos condutores ao solo, destes às árvores, aos edifícios e a qualquer tipo de objecto. Assim para cabos nus, teremos de respeitar as seguintes distâncias:

- **Distância dos condutores ao solo (Artigo 27º):** nas condições de flecha máxima, a distância entre os condutores nus e o solo não deverá ser inferior a:

$$D = 6 + 0,005 \cdot U \quad (3.1)$$

em que U , em kV, é a tensão nominal da linha.

Para locais de difícil acesso a distância D , poderá ser reduzida de 1 metro. Na EDP Distribuição adopta-se uma distância mínima de 7 metros.

- **Distância dos condutores às árvores (Artigo 28º):** entre os condutores nus das linhas nas condições de flecha máxima deverá respeitar-se uma distância mínima às árvores de:

$$D = 2 + 0.0075 \cdot U \quad (3.2)$$

em que U , em kV, é a tensão nominal da linha.

O valor de D , não deverá ser inferior a 2,5 metros. Na EDP Distribuição adopta-se uma distância mínima de 3 metros. Deverá estabelecer-se ao longo das linhas uma faixa de serviço com a largura de 5 metros, dividida ao meio pelo eixo da linha no qual se efectuará o corte e decote de árvores, para tornar possível a montagem e conservação da linha. Para as linhas de 15 kV, 2ª classe, a zona de protecção terá uma largura máxima de 15 metros.

O presente artigo recomenda, sempre que possível, evitar o corte de árvores de árvores de fruto e crescimento lento (carvalhos, sobreiros, etc.)

- **Distância dos condutores aos edifícios (Artigo 29º):** entre os condutores nus e os edifícios, nas condições de flecha máxima, deverá se estabelecer entre as chaminés e

todas as partes susceptíveis de serem escaladas por pessoas uma distância nunca inferior a:

$$D = 3 + 0,0075 \cdot U \quad (3.3)$$

em que U , em kV, é a tensão nominal da linha.

O valor de D , não deverá ser inferior a 4 metros.

- **Distância dos condutores a obstáculos diversos (Artigo 30º):** na proximidade de obstáculo, como: terrenos de declive muito acentuado, falésias, construções normalmente não acessíveis às pessoas, partes dos edifícios não susceptíveis de serem escaladas por pessoas (antenas, pára raios) e quando estas atingem um nível acima do solo superior a três metros, os condutores nus das linhas nas condições de flecha máxima devem manter uma distância em relação a estes obstáculos, não inferior a:

$$D = 2 + 0,0075 \cdot U \quad (3.4)$$

em que U , em kV, é a tensão nominal da linha.

O valor de D , não deverá ser inferior a 3 metros.

- **Distância entre duas linhas (Artigo 109º):** nos cruzamento de linhas de alta tensão em condutores nus com outras linhas de alta ou baixa tensão, também em condutores nus, nas condições de flechas mais desfavoráveis, deverá manter-se uma distância D de:

$$D = 1,5 + 0,01 \cdot U + 0,005 \cdot L \quad (3.5)$$

em que U , em kV, é a tensão nominal da linha e L em metros, representando a distância mínima entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha superior.

O valor de D , não deverá ser inferior a 2 metros.

Estas distâncias podem ser contornadas colocando apoios com alturas superiores. No entanto esse não é o objectivo do projectista, pois este procura, sempre que possível, a economia; e a colocação de um apoio com uma altura significativa implica maiores custos.

Para iniciar o traçado da linha será necessário recorrer à carta da região de implantação daquela, de modo a visualizar todos os aspectos que poderão condicionar o traçado da linha: relevo, vias de comunicação existentes, cursos de água, florestas, plantações e habitações ou objectos que colidem com o traçado da linha. A partir deste momento poderá ser feito o

traçado provisório da linha, sendo que este só é definitivo depois de alguém se deslocar ao local, de modo a confirmar a carta de região e visualizar alguns aspectos que não estão identificados na mesma: linhas e cabos telefónicos, linhas de transporte ou distribuição, grau de poluição ambiente, coeficiente de compressibilidade do terreno onde se vão implementar os apoios e novas construções. Posto isto, poderão iniciar-se os contactos com as entidades públicas e privadas envolvidas no projecto para pedir autorizações e iniciar o levantamento topográfico.

O levantamento topográfico consiste em definir o perfil do terreno atravessado pela linha, de modo a que a selecção dos apoios e a definição dos parâmetros da linha respeitem as distâncias regulamentares. O levantamento topográfico culmina com a piquetagem do terreno, sinalizando-se por meio de estacas ou marcas, a localização dos apoios e o alinhamento que possuem.

Para além do perfil longitudinal, será necessário efectuar a correspondente planta parcelar, contendo a indicação das divisões das propriedades e os nomes dos seus proprietários, das suas culturas, dos cursos de água, das estradas e caminhos, das vias-férreas, das linhas aéreas de energia e de telecomunicações, das construções, entre outros...

Em certas situações prescinde-se do levantamento topográfico, uma vez que a EDP possui um software, designado por SIT, que armazena os dados cartográficos de todo o território nacional. No entanto há certos pormenores, que em certas situações, implicam a visita ao local onde se vai implementar a linha.

3.5- Cálculo Eléctrico

O cálculo eléctrico não foi alvo de especial atenção no departamento onde estive inserido, pois quem define a tensão nominal da linha e a secção transversal dos condutores é o “Departamento de Planeamento de Rede”. Mesmo neste departamento o cálculo eléctrico não é realizado, uma vez que, como irei demonstrar mais à frente, a corrente e quedas de tensão numa linha de 15 kV são insignificantes.

3.5.1-Fixação da Tensão da Linha

Existe um número limitado de tensões normalizadas, sendo que a escolha recai num dos valores usados em Portugal (400, 220, 150, 60, 30 ou 15 kV). Na linha de Santo-Felgueiras (caso de estudo), a tensão adoptada foi de 15 kV, pois a linha que se está a projectar deriva de outra já existente, fixando-se a tensão nominal daquela linha igual à da linha à qual se vai ligar. Esta é a situação mais simples e a ter sempre em conta na fixação da tensão, no entanto também se pode interligar linhas com tensões diferentes pela interposição de transformadores de potência de razão de transformação adequada.

A potência natural $3P_N$ ou potência característica de uma linha depende apenas da tensão de recepção da linha U_{rc} , porque a impedância característica Z_c é praticamente igual de linha para linha, do mesmo tipo construtivo. Assim temos:

$$3P_N = \frac{U_{rc}^2}{Z_c} \Leftrightarrow 3P_N \approx U_{rc}^2 \quad (3.6)$$

O valor da tensão de transporte a atribuir à linha deverá ser tal que a potência que a linha deve transmitir iguale a potência natural da linha, ou que pelo menos esteja muito próximo disso. Se isto não acontecer haverá problemas de regulação de tensão, variando ao longo da linha.

No projecto de uma linha deverá ter-se em conta também o aspecto económico na selecção da tensão de transporte, há que ponderar os diversos cenários, de modo a seleccionar o economicamente mais vantajoso. Neste caso, quanto mais elevada for a tensão de transporte para uma dada potência a transmitir, menor será a secção necessária para os condutores da linha sem que as perdas na linha aumentem. O aumento da tensão de transporte, leva a que o peso dos condutores seja menor e como consequência um custo menor da linha, mas por outro, maior será o custo dos isoladores que terá um impacto considerável no custo total da linha. Existe uma fórmula, criada por Alfred Still, e que tem o seu nome (fórmula de Still), que se destina a simplificar os cálculos que são envolvidos nos estudos económicos baseando-se no estudo de um conjunto de linhas já construídas:

$$U_c = 5,5 \sqrt{\frac{L}{1,6} + \frac{3P_N}{100}} \quad (3.7)$$

em que U_c é a tensão composta expressa em kV (quilovolt), L é o comprimento da linha expresso em Km (quilómetros) e $3P_N$ é a potência nominal total expressa em kW (quilowatt). O resultado desta fórmula deverá ser interpretado apenas como um indicador estatístico da tensão mais económica a adoptar [3].

3.5.2- Fixação da Secção dos Condutores

Existem três critérios que nos permitem obter a secção do condutor a adoptar numa linha. No entanto, não irei descrever exaustivamente os três, uma vez que são muito parecidos entre si, sendo que um deles apresenta-se como o mais completo. Este consiste em fixar as perdas, recorrendo à comparação com elementos conhecidos retirados de linhas anteriormente projectadas e construídas. Relativamente aos outros, este apresenta-se como o mais completo porque engloba um critério económico, tendo em conta os encargos de juro e amortizações do capital a investir para a construção da linha, bem com as perdas por efeito

de Joule. Este critério dá origem à chamada lei de Kelvin, que expressa a secção mais económica [3].

De acordo com as linhas já construídas, o custo por quilómetro de uma linha aérea para uma dada tensão, é dada pela expressão:

$$F + B \sigma \quad (3.8)$$

em que F e B são constantes e σ é a secção dos condutores. O encargo anual relativo ao montante a investir para a construção da linha será:

$$(j + a)(F + B \sigma)L \quad (3.9)$$

sendo j a taxa de juro, a a taxa de amortização e L o comprimento da linha.

Considerando que a linha é suficientemente curta, de modo a que a intensidade de corrente seja constante ao longo do comprimento da linha o encargo resultante das perdas anuais por efeito de Joule será de:

$$3 \rho \frac{L}{\sigma} \int_0^T I^2(t) dt \epsilon \quad (3.10)$$

em que ϵ é o custo da energia eléctrica, T é o período em estudo (1 ano), ρ é a resistividade do condutor e I é o valor eficaz da intensidade de corrente suposto constante.

Somando a expressão (1) e (2), obtemos o encargo total:

$$E_t = 3 \rho \frac{L}{\sigma} \int_0^T I^2(t) dt \epsilon + (j + a)(F + B \sigma)L \quad (3.11)$$

Esta expressão pode ser ainda modificada, pois o valor eficaz da intensidade de corrente, não se mantém constante ao longo de todo o período de exploração da rede. Tendo em conta esta situação será necessário estimar o diagrama de cargas futuro da linha em projecto, de forma a calcular o valor da corrente média quadrática. Assim na expressão 3.11, I deverá ser substituído pela corrente média quadrática, I_{mq} :

$$E_t = 3 \rho \frac{L}{\sigma} \epsilon T I_{MQ}^2 + (j + a)(F + B \sigma)L \quad (3.12)$$

em que:

$$I_{MQ} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} \quad (3.13)$$

Desta expressão constata-se que o encargo total E_t surge da soma de duas parcelas. A parcela resultante dos encargos por perdas Joule é decrescente com o aumento da secção e a parcela resultante do montante a investir para a construção da linha “cresce” com o aumento da secção.

É possível deste modo determinar um valor da secção que minimize o encargo total, igualando a zero a derivada da expressão anterior em ordem a σ :

$$\begin{aligned} \frac{dE_t}{d\sigma} &= \frac{d(3 \rho \frac{L}{\sigma} \epsilon T I_{MQ}^2 + (j+a)(F+B \sigma)L)}{d\sigma} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \frac{dE_t}{d\sigma} &= -3 \rho \frac{L}{\sigma^2} \epsilon T I_{MQ}^2 + (j+a)B L \end{aligned} \quad (3.14)$$

Igualando $\frac{dE_t}{d\sigma}$ a zero, fica :

$$\begin{aligned} 0 &= -3 \rho \frac{L}{\sigma^2} \epsilon T I_{MQ}^2 + (j+a)B L \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow 3 \rho \frac{L}{\sigma} \epsilon T I_{MQ}^2 &= (j+a)B \sigma L \end{aligned} \quad (3.15)$$

Calculando a segunda derivada, verifica-se que esta é positiva, logo a secção obtida pela igualdade anterior reflecte o valor mínimo do encargo total, portanto a secção mais económica, que por sua vez corresponde à densidade de corrente mais económica.

$$\delta = \frac{I_{MQ}}{\sigma} = \sqrt{\frac{(j+a)B}{3 \rho \epsilon T}} \quad (3.16)$$

Das igualdades anteriores surge o enunciado da lei de Kelvin:

“A secção (ou densidade de corrente) mais económica para os condutores de uma linha aérea curta torna iguais o valor anual das perdas por efeito de Joule e a parte dos encargos anuais de juro e amortização do capital nela investido proporcional à secção dos condutores” [3].

A aplicação prática da Lei de Kelvin é muitas vezes inviável uma vez que não se conhece, à priori, a intensidade média quadrática correspondente ao diagrama de cargas da linha em projecto. Para contornar tal dificuldade adopta-se o conceito de tempo de utilização anual da linha T_u , que é definido como o tempo que a linha deveria funcionar em regime nominal para produzir as mesmas perdas por efeito de Joule que produz realmente durante um ano de serviço, com o respectivo diagrama de carga. Simplificando:

$$\begin{aligned} I_{MQ}^2 T &= \int_0^T I^2(t) dt = I_n^2 T_u \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow I_{MQ}^2 &= I_n^2 \frac{T_u}{T} \end{aligned} \quad (3.17)$$

O tempo de utilização anual é calculado com base nos desempenhos de outras linhas que fornecem serviço semelhante ao da linha em projecto.

O encargo relativo às perdas anuais de Joule, poderá ser então obtido substituindo o valor da intensidade média quadrática por $I_n^2 * \frac{T_u}{T}$:

$$3 \rho \frac{L}{\sigma} \epsilon I_n^2 \frac{T_u}{T} T = 3 \rho \frac{L}{\sigma} \epsilon I_n^2 \lambda T = 3 \rho \frac{L}{\sigma} \epsilon \frac{3 P_n^2}{U_{rc}^2 \cos^2 \phi_r} \lambda T \quad (3.18)$$

sendo que $\lambda = \frac{T_u}{T}$.

Este método de cálculo da secção mais económica é apenas viável se aplicado a linhas curtas e com corrente de intensidade constante ao longo do seu comprimento, pois se este for aplicado a linhas de comprimentos superiores cometeríamos um erro grosseiro, já que a intensidade de corrente não é constante. Assim, para este método poder ser aplicado a linhas longas, terá que se multiplicar a expressão anterior dos encargos das perdas totais por um factor y , que representa o grau de afastamento entre as perdas reais e as perdas determinadas pela expressão, designando-se estas por perdas ideais.

No nosso caso, os condutores adoptados para a linha de Santão-Felgueiras, foram de Alúminio-Aço com uma secção de 50 mm^2 . Em todos os projectos que tive a oportunidade de realizar, a secção do condutor escolhida pelo “Departamento de Planeamento” foi sempre a mesma, 50 mm^2 , o que me leva a concluir que, em ramais para a alimentação de novos Postos de Transformação, esta será a melhor secção em termos económicos.

Como se trata de linhas a 15 kV e relativamente curtas, qualquer que seja a secção do condutor escolhido, ela estará sempre de acordo com as limitações impostas pelos condutores, uma vez que as correntes e as quedas de tensão são insignificantes. De qualquer modo, apesar dos cálculos não serem necessários, demonstro de seguida, recorrendo ao exemplo exposto, o cálculo da corrente máxima admissível em regime permanente, a intensidade de corrente de curto circuito máxima admissível, a queda de tensão, perdas de energia e a resistência mecânica.

3.5.3- Cálculo da Intensidade de Corrente de Serviço

O valor intensidade de corrente de serviço, é determinado a partir da fórmula:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot (U_c \pm 5\%) \cdot \cos(\phi)} \quad (3.19)$$

I_s - Intensidade de corrente de serviço (A)

P - Potência (VA)

U_c - Tensão composta (V)

$\cos(\phi)$ - Factor de potência

O factor de potência é, normalmente, fixado em 0,9, pois admite-se que as linhas MT alimentam na sua maioria instalações domésticas.

A linha em estudo neste exemplo vai alimentar um PT aéreo com uma potência nominal de 160 kVA. Assim recorrendo à formula anterior temos:

$$I_s = \frac{160.10^3}{\sqrt{3} \cdot (15.10^3 \pm 5\%) \cdot 0,9} = 6,84 \text{ A}$$

Como já referi a corrente de serviço é bastante pequena, quando comparada com a intensidade de corrente máxima admissível do condutor. Recorrendo às curvas de elevação da temperatura dos cabos de Al-Aço que relacionam a elevação da temperatura em função da intensidade de corrente, constata-se que este condutor (Al-Aço 50 mm²), suporta, a 50°C de temperatura, uma corrente de aproximadamente, 100 A, sendo que, no máximo, a 100°C, suporta 220 A (ver Anexo Q - “Curvas de Elevação da Temperatura para cabos de Alumínio Aço”). Assim se constata que, qualquer que seja o transformador a alimentar, a corrente de serviço nunca irá exceder a corrente máxima admissível pelo condutor.

3.5.4- Cálculo das Perdas de Energia

As perdas de energia resultam apenas da dissipação térmica aquando da passagem de corrente pelos condutores. Assim será necessário calcular o valor da resistência linear do condutor por unidade de comprimento, pela expressão:

$$R = \frac{\rho}{S} [\Omega/Km] \quad (3.20)$$

O valor da resistividade linear do alumínio (ρ) a 20°C é de 0,028264 $\Omega \cdot mm^2/m$ e atendendo a que a linha tem 170,98 metros, o valor da resistência linear do condutor a 20°C será de 0,09766 Ω . Sabendo que no funcionamento normal de uma linha é à temperatura de 40°C, será necessário fazer a correcção do valor da resistência linear para essa mesma temperatura. Para isso recorre-se à fórmula:

$$r_{40^\circ C} = r_{20^\circ C} [1 + \alpha_{20^\circ C} (\theta_{final} - 20)] \quad (3.21)$$

Onde:

$r_{20^\circ C}$ - Resistência a 20°C (Ω)

$\alpha_{20^\circ C}$ - Coeficiente de termo resistividade ($^\circ C^{-1}$) $\Rightarrow 0,00403^\circ C^{-1}$ para o alumínio

θ_{final} - Temperatura local ($^\circ C$)

$$r_{40^\circ C} = 0,09766 \cdot [1 + 0,00403 \cdot (40 - 20)] = 0,1055 \Omega$$

As perdas de energia são obtidas pela seguinte fórmula:

$$P = 3 R I^2 [W] \Leftrightarrow \quad (3.22)$$

$$\Leftrightarrow P = 3 \cdot 0,1055 \cdot 6,84^2 = 14,812 W$$

O que em percentagem corresponde a 0,009258% de perdas na potência transmitida, ou seja poderá admitir-se que, na prática, não há perdas de energia.

3.5.5- Cálculo da Intensidade da Corrente de Curto-Circuito Máxima Admissível

No cálculo da corrente de curto-circuito máxima, deverá considerar-se que os defeitos ocorrem em pontos afastados das centrais geradoras, e que a duração do curto-circuito é pequena. Tendo em consideração estes factos, assume-se o valor eficaz da corrente permanente de curto-circuito em vez do valor eficaz médio da corrente de curto-circuito. Utiliza-se esta simplificação, pois as linhas em estudo são de 15kV.

A fórmula que permite determinar o valor da intensidade de corrente de curto-circuito máxima, pressupõe que a duração do curto-circuito é suficientemente baixa para que o aquecimento dos condutores possa ser considerado adiabático, e que são desprezáveis as variações, com a temperatura, do calor específico e da massa específica do material condutor. A expressão é a seguinte:

$$I_{max} = \frac{1}{K_1 K_2} \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (3.23)$$

Sendo que:

I_{max} - Valor eficaz máximo admissível da corrente permanente de curto-circuito (kA)

S - Secção do condutor (mm^2)

t - Duração do curto-circuito (s)

K_1 - Constante do material condutor ($mm^2 / KA \cdot s^{\frac{1}{3}}$)

K_2 - Coeficiente de temperatura

Sendo que K_1 e K_2 variam com o material condutor. Assim para Alumínio-Aço temos:

$$K_1 = 6,902 \text{ } mm^2 / KA \cdot s^{\frac{1}{3}}$$

$$K_2 = 1,732$$

Retomando o exemplo da linha em estudo, para 0,08 segundos que é o tempo mais rápido de actuação das protecção das subestações, a corrente máxima de curto-circuito será de:

$$I_{max} = \frac{1}{6,902 \cdot 1,732} \cdot \frac{49,48}{\sqrt{0,08}} = 14,634 \text{ kA}$$

3.5.6- Cálculo das Quedas de Tensão

No cálculo das quedas de tensão, como se trata de linhas curtas, usam-se as seguintes simplificações:

- A admitância da linha considera-se nula;
- Admite-se que a queda de tensão na linha resulta apenas, da soma da queda de tensão provocada na resistência da linha pela componente activa da corrente com a queda de tensão na reactância indutiva da linha pela componente reactiva da corrente;
- Considera-se que a tensão no início da linha é igual à sua tensão nominal.

A queda de tensão pode ser assim calculada de forma aproximada, recorrendo à expressão:

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R \cos(\varphi) + X \sin(\varphi)) [V] \quad (3.24)$$

Onde:

R - Resistência do condutor (Ω)

X - Reactância do condutor (Ω)

$\cos(\varphi)=0,9$

$\sin(\varphi)=\sin(\arccos(0,9))$

Uma outra expressão para o cálculo exacto da queda de tensão será:

$$\epsilon = P l \frac{r_{40^\circ C} + x \operatorname{tg}(\varphi)}{U_c^2} \cdot 100 \quad (3.25)$$

Em que:

ϵ - Queda de tensão (%)

P - Potência transmitida (MW)

l - Comprimento da linha (Km)

$r_{40^\circ C}$ - Resistência eléctrica do condutor a 40°C (Ω/Km)

x - Reactância indutiva (Ω/Km)

U_c - Tensão composta nominal da linha (kV)

φ - Ângulo de fase

A reactância do condutor é calculada a partir da fórmula:

$$X = 2 \pi f L \quad (3.26)$$

Onde:

f - Frequência da rede (Hz)

L - Indutância do condutor (H)

No cálculo da indutância do condutor será necessário saber qual será a maior distância entre cada um dos condutores de cada fase, uma vez que uma maior distância entre eles implica uma maior indutância e como consequência, uma maior queda de tensão. Assim, a distância entre condutores depende do tipo de armação utilizada em cada apoio.

Neste projecto adoptaram-se armações do tipo TAN (triângulo), o que implica uma distância entre condutores de 1,77 m.

A expressão que permite obter o valor da indutância é:

$$L = \left[0,5 + 2 \ln \left(\frac{D}{r} \right) \right] \cdot 10^{-4} [H/Km], \quad (3.27)$$

Em que:

D - Distância máxima entre condutores (Km)

R - raio do condutor (Km)

Assim retomando o projecto da linha em estudo, e sabendo que o diâmetro do condutor de Alumínio-Aço escolhido (secção de 50 mm^2) é de 9 mm , o valor da indutância do condutor será obtido por:

$$L = \left[0,5 + 2 \ln \left(\frac{0,00177}{0,0000045} \right) \right] \cdot 10^{-4} = 0,001245 \text{ H/Km}$$

$$L = 0,001245 \cdot 0,17098 = 0,000213 \text{ H}$$

Com o valor da indutância de cada condutor, e recorrendo à expressão simplificada de cálculo das quedas de tensão na linha (expressão 3.24), obtemos:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 6,84 \cdot (0,1055 \cdot 0,9 + (2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,000213) \cdot \sin(\arccos(0,9))) = 1,47045 \text{ V}$$

O que equivale a uma queda de tensão de 0,0098 %, ou seja, tal como a as perdas de energias, a queda de tensão também é insignificante.

Assim se conclui, como já tinha referido no início da abordagem ao problema, que o cálculo eléctrico seria desprezável no projecto de uma linha aérea de média tensão a 15kV que não apresentem comprimentos significativos, uma vez que as correntes e as quedas de tensão envolvidas são insignificantes.

3.6- Cálculo Mecânico

A segunda etapa no projecto de uma linha aérea de média tensão diz respeito ao cálculo mecânico. Este torna-se essencial para assegurar as condições de segurança e de estabilidade da linha.

O cálculo mecânico, parte do conhecimento do material condutor e da sua secção e tem como intuito:

- determinar a tensão mecânica de montagem dos condutores que é a tensão a que estes devem estar submetidos no acto de montagem da linha, de modo a evitar que, independentemente do estado atmosférico verificado, os condutores sejam solicitados com tensões mecânicas inferiores à sua tensão de segurança;
- seleccionar a altura dos apoios, para que os condutores cumpram as distâncias mínimas regulamentares impostas pelo Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (R.S.L.E.A.T.) [7], de modo a evitar que estes não se aproximem exageradamente do solo ou de objectos que colidam com a linha;
- dimensionar os apoios e os maciços de fundação, ou seja, verificar a estabilidade dos mesmos, calculando a sua resistência mecânica, recorrendo para isso às hipóteses de cálculo definidas para cada tipo de apoio;
- escolher o tipo de armação, de modo a respeitar as distâncias mínimas entre condutores imposta pelo R.S.L.E.A.T. [7], evitando que os condutores nus se aproximem perigosamente uns dos outros, atendendo às oscilações provocadas pelo vento.

O cálculo mecânico é iniciado com a determinação da tensão de montagem da linha em consonância com a altura do apoio; depois procede-se à escolha dos apoios de modo a aguentar os esforços a que vão estar sujeitos; seguidamente escolhem-se as armações a utilizar com objectivo de respeitar as distâncias mínimas entre condutores impostas pelo regulamento; por fim dimensiona-se o maciço de fundação de cada apoio.

3.6.1- Escolha da Tensão de Montagem aplicada aos condutores e da Altura dos Apoios

A escolha da tensão de montagem da linha, assume extrema importância, uma vez que dela dependem: o esforço que vai ser aplicado ao apoio, a flecha dos condutores e o afastamento entre eles. A escolha de uma tensão de montagem maior, implicaria esforços suplementares aplicados aos apoios, mas por outro lado diminuiria a flecha dos condutores, aumentando a distância destes ao solo e a objectos próximos da linha.

A escolha da tensão montagem é essencial para a determinação da curva representativa da linha. A melhor aproximação da curva que os condutores fazem entre dois apoios adjacentes é a catenária, que é comparável a uma corda “infinitamente flexível e inextensível” [1], definida pela equação:

$$y = p(\cosh \frac{x}{p} - 1) \quad (3.28)$$

em que p é o “parâmetro da curva”, representado pela relação entre a força de tracção horizontal do condutor, T_0 a uma dada temperatura e o peso linear do condutor w :

$$p = \frac{T_0}{w} \quad (3.29)$$

Devido à complexidade e morosidade dos cálculos envolvidos, o parâmetro da curva é obtido consultando um catálogo específico. Este especifica, de acordo com a secção do cabo, com a tensão máxima de montagem escolhida, com a presença ou ausência de manga de gelo, o valor do parâmetro da curva de acordo, com o comprimento do vão em estudo. Os parâmetros das curvas presentes no catálogo são obtidos pela resolução da equação dos estados e pela determinação da flecha máxima a que os condutores vão estar sujeitos no estado tipo de Verão (a uma temperatura de 50°C); este é considerado o estado atmosférico mais desfavorável, e é para este estado que se deve verificar se as distâncias regulamentares ao solo e aos objectos circundantes se verificam.

Com o AUTOCAD, nomeadamente com o comande “CATE”, é possível proceder ao desenho da curva. O comando “CATE” é uma rotina instalada no AUTOCAD que recorre à equação da catenária representada acima para proceder ao seu desenho.

Retomando o projecto da linha em estudo, depois de definida a localização dos apoios, escolhe-se a tensão de montagem da linha, que neste caso será de 6 daN/mm^2 , visto termos vãos pequenos. Por experiência de projectos anteriores, não devem ser adoptadas tensões superiores a 7 daN/mm^2 .

Depois de definida a tensão de montagem da linha, consulta-se o catálogo das catenárias, escolhendo-se o parâmetro da curva. Nesta linha, existem dois vãos, um de $71,82 \text{ m}$ e outro

maior de 99,17 m, ambos com uma tensão de montagem aplicada aos condutores, já definida, de 6 daN/mm^2 . Consultando o catálogo das catenárias, obtemos os valores do parâmetro da curva equivalente para o cobre a uma temperatura de 50°C ; para o vão mais pequeno tem o valor de 496 e para o vão maior tem o valor de 509 (ver Anexo A - “Parâmetro da Catenária”).

Depois de obtidos os valores do parâmetro da curva, recorre-se ao AUTOCAD e, com o perfil do terreno, avança-se para o desenho. Com o auxílio do comando “CATE”, chegamos ao resultado mostrado na figura:

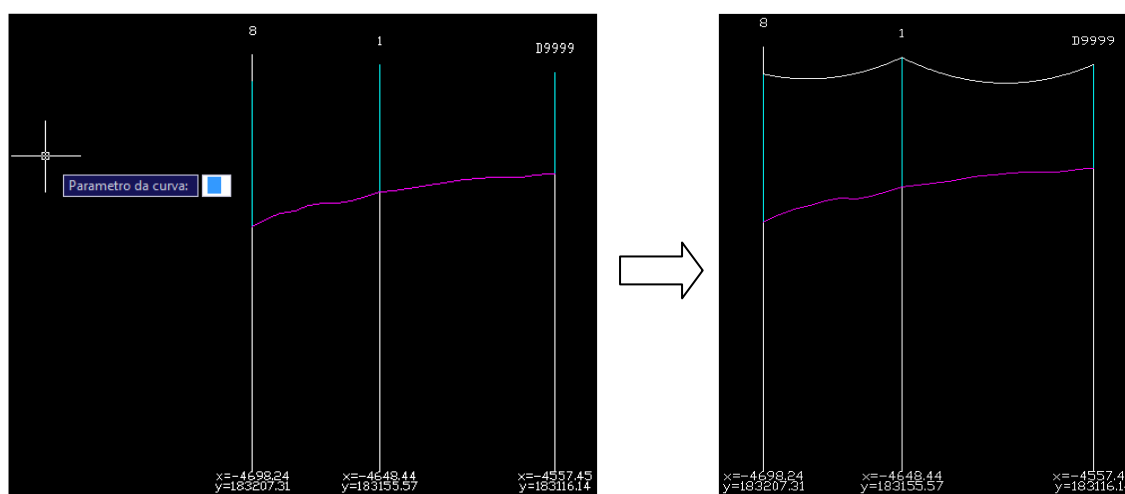


Figura 3.2 - Desenho das catenárias em AUTOCAD

Com a catenária já desenhada, determina-se, com o auxílio do comando “DIST”, a distância dos condutores ao solo, e aos objectos circundantes. Como neste projecto não existe nenhuma construção ou objecto que “colida” com a linha, apenas será necessário medir a distância dos condutores ao solo. A EDP Distribuição estabelece uma distância mínima dos condutores ao solo de 7 metros.

Na linha em estudo, o primeiro apoio, sendo um apoio de derivação, ou seja um apoio já existente, tem uma altura de 22 metros, enquanto que para o segundo apoio optou-se inicialmente por colocar um apoio com uma altura de 18 metros. Mediram-se as distâncias, verificando-se que os condutores de cada vão estavam a mais de 7 metros do solo; o primeiro, de menores dimensões, distava 13,62 metros do solo e o segundo 10,03 metros. Posto isto conclui-se que a tensão de montagem, bem como altura do segundo apoio foi bem escolhida. Se tal não se verificasse, aumentava-se, em primeira instância, a tensão de montagem da linha e, em último caso, subia-se a altura do segundo apoio.

A utilização do AUTOCAD conjugado com o valor do parâmetro da curva (retirado do catálogo), no desenho das catenárias representativas das linhas torna-se uma ferramenta bastante vantajosa, poupando imenso tempo nos cálculos adjacentes à determinação da

flecha máxima do condutor. No entanto será interessante demonstrar como se obtêm a flecha máxima do condutor, e para isso será necessária fazer um estudo do estado atmosférico mais desfavorável ao qual a linha poderá estar sujeita.

3.6.2- Acção dos Agentes Atmosféricos sobre as Linhas Aéreas

Todos os elementos constituintes de uma linha aérea, mas principalmente os condutores, estão sujeitos a solicitações elásticas provocadas pelas forças que são exercidas sobre eles e solicitações térmicas originadas pelas variações de temperatura. O vento, o gelo e a temperatura, são os três agentes atmosféricos que se manifestam de diferentes formas sobre os constituintes da linha, de acordo com as características da região e da estação do ano.

São considerados três estados atmosféricos-tipo, em que os agentes atmosféricos se manifestam de diferentes formas:

- no estado de inverno considera-se uma temperatura mínima, com vento reduzido; eventualmente poderá criar-se uma manga de gelo em volta do condutor;
- no estado de primavera considera-se uma temperatura média previsível para a região em causa e a existência de vento muito intenso;
- o estado de verão, é caracterizado pela maior temperatura previsível para a região, pela ausência de vento e de manga de gelo. No estado de verão os condutores sofrem solicitações elásticas, devidas ao seu peso próprio e às solicitações térmicas originadas pelas elevadas temperaturas que, devido à dilatação, levam a maiores flechas; por esta razão, este estado é, também designado de “estado de flecha máxima”.

O R.S.L.E.A.T [7] especifica, com valores numéricos, os parâmetros característicos de cada um dos estados atmosféricos de acordo com as condições específicas do nosso país.

O vento, o gelo e a temperatura variam consoante os estados atmosféricos-tipo. Torna-se essencial o estudo da influência dos agentes atmosféricos na estabilidade da linha.

Relativamente à acção do vento, considera-se que este actua numa direcção horizontal e a força proveniente da sua acção considera-se paralela á direcção do vento, e será determinada pela expressão:

$$F = \alpha c q s \quad (3.30)$$

em que:

F - força proveniente da acção do vento (N)

α - coeficiente de redução

c - coeficiente de forma

q - pressão dinâmica do vento (Pa)

s - área da superfície batida pelo vento (m^2)

Admite-se com a expressão anterior que o vento sopra normalmente ao plano vertical em que se supõe encontrar-se cada um dos condutores da linha. No entanto se admitirmos uma outra direcção, mas sempre horizontal, a força resultante terá um valor inferior, uma vez que o seu valor é obtido pela multiplicação do valor dado pela expressão anterior pelo quadrado do seno do ângulo que a direcção do vento faz com os condutores. Supondo os casos um apoio de alinhamento e um apoio de ângulo, a força resultante da acção do vento pode ser calculada como mostra as figuras seguintes:

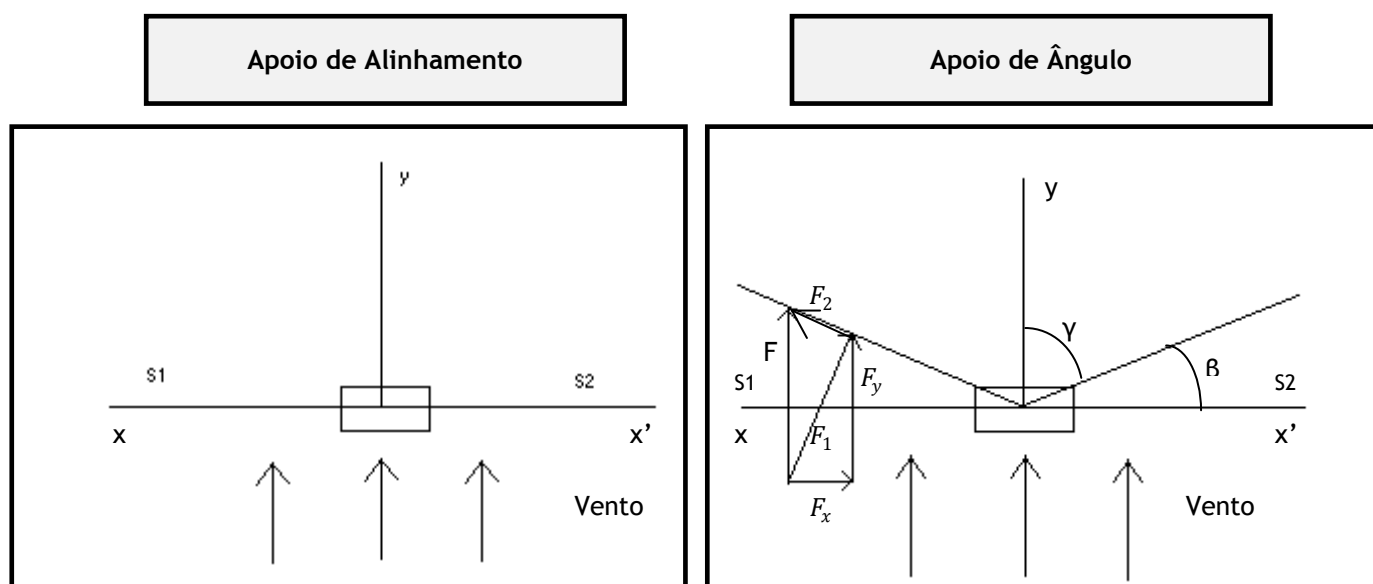


Figura 3.3 - Acção do vento sobre os condutores de um apoio de alinhamento (à esquerda) e de ângulo (à direita)

$F = 0,6 \cdot c \cdot q \cdot d \cdot 10^{-3} \text{ (N/m)}$ $F_y = F \cdot \frac{s_1 + s_2}{2} \text{ (N)}$ $F_x = 0$	$F_1 = F \cdot \cos(\beta) \quad F_2 = F \cdot \sin(\beta)$ $F_x = F_1 \cdot \cos(\gamma)$ $= F \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\gamma)$ $= F \cdot \cos(\beta) \cdot \sin(\beta)$ $F_y = F_1 \cdot \sin(\gamma)$ $= F \cdot \cos^2(\beta)$ $= F \cdot \sin^2(\gamma) \quad \text{C.Q.D.}$
---	---

Figura 3.4 - Expressão da força do vento sobre os condutores de um apoio de alinhamento (à esquerda) e de ângulo (à direita) [5]

A força do vento é obtida em função do valor tabelado para a pressão dinâmica do vento, do coeficiente de redução e do coeficiente de forma.

O valor da pressão dinâmica é estabelecido consoante o vento verificado no local, que poderá ser máximo (estado de Primavera) ou reduzido (estado de Inverno) e da altura acima do solo a que se encontram os condutores. A tabela seguinte especifica os valores a considerar:

Tabela 3.1 — Pressão dinâmica do vento (q) [7]

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

No caso de a linha a projectar estar num raio de 5 km de uma zona costeira ou estar numa zona de altitude igual ou superior a 700 metros, recomenda-se a utilização de um valor de pressão dinâmica superior ao habitual.

O coeficiente de redução traduz a variação de velocidade da actuação do vento ao longo do comprimento do condutor, que é igual a 0,6 nos condutores e cabos de guarda e 1 no cálculo de apoios, travessas e isoladores

O coeficiente de forma traduz a influência da forma geométrica do condutor, quando está exposto à acção do vento. O coeficiente de forma varia consoante o diâmetro do condutor (ver tabela 3.2).

Tabela 3.2 – Coeficiente de forma (c) [7]

Diâmetro (mm)	Coeficiente de forma c
até 12,5	1,2
de 12,5 a 15,8	1,1
acima de 15,8	1,0

Se a linha se encontrar numa zona de gelo, deverá considerar-se a hipótese da presença de manga de gelo sobre o condutor. Supõe-se que a manga de gelo tem uma espessura de 10 mm e uma densidade de 0,9 [7].

Quanto à temperatura o Regulamento (R.S.L.E.A.T.) indica os seguintes valores [7]:

- estado de Inverno:
 - 5°C sem manga de gelo;
 - 10°C com manga de gelo;
- estado de Primavera:
 - + 15°C;
- estado de Verão:
 - + 50°C para linhas de 2ª classe (até 40kV);
 - + 65°C para linhas de 3ª classe (até 100kV);
 - + 75°C para linhas de 3ª classe (acima de 100kV).

Retomando o projecto em estudo, e iniciando a exemplificação de como se obtêm a flecha máxima do condutor, será necessário começar por resumir as características das linhas em estudo:

Tabela 3.3 – Caracterização da linha principal

Linha Principal	S_1	S_2
Comprimento do vão (m)	214,24	199,84
Condutor	$Al - Aço 160 \text{ mm}^2$	$Al - Aço 160 \text{ mm}^2$
Secção real (mm^2)	157,9	157,9
Diâmetro (mm)	16,32	16,32
Peso do condutor w_0 (daN/m)	0,5376	0,5376
Tensão de Montagem (daN/mm^2)	7	7
Pressão dinâmica do vento (Pa)	750	750

Tabela 3.4 – Caracterização da linha derivada

Linha Derivada	S_1	S_2
Comprimento do vão (m)	71,82	99,17
Condutor	$Al - Aço 50 \text{ mm}^2$	$Al - Aço 50 \text{ mm}^2$
Secção real (mm^2)	49,48	49,48
Diâmetro (mm)	9	9
Peso do condutor w_0 (daN/m)	0,1687	0,1687
Tensão de Montagem (daN/mm^2)	6	6
Pressão dinâmica do vento (Pa)	750	750

Para o cálculo da flecha máxima dos condutores, será necessário ter em conta o quadro respectivo à linha derivada, pois é esta a nova linha a projectar. O quadro relativo à linha principal, nesta parte do cálculo mecânico, não será necessário, uma vez que a linha principal terá influencia apenas no cálculo do esforço do apoio de derivação, que vai ser estudado mais à frente.

O cálculo da flecha máxima a que o condutor vai estar sujeito inicia-se com a determinação da força devido à acção do vento nos estados de Inverno (F_1) e de Primavera (F_2), respectivamente:

$$F_1 = 0,6 \cdot 1,2 \cdot 30 \cdot 9 \cdot 10^{-3} = 0,194 \text{ N}$$

$$F_2 = 0,6 \cdot 1,2 \cdot 75 \cdot 9 \cdot 10^{-3} = 0,486 \text{ N}$$

Os estados atmosféricos-tipo são caracterizados em função destes agentes atmosféricos, sendo considerados no estudo do comportamento mecânico dos condutores das linhas, através do chamado coeficiente de sobrecarga. Este confere ao peso próprio do condutor um agravamento resultante da acção do vento e do gelo eventualmente existente, como se a acção destes agentes se resumissem a um aumento do peso próprio dos condutores.

São três as forças que actuam sobre o condutor:

- f_c - acção da gravidade sobre o condutor (peso próprio do condutor)
- f_g - acção da gravidade sobre a manga de gelo eventualmente existente (peso da manga de gelo)
- F - força exercida pelo vento

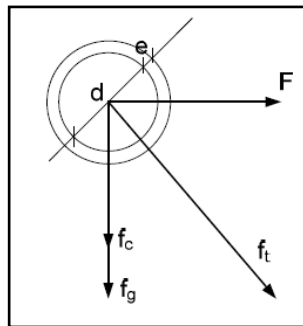


Figura 3.5 - Forças exercidas sobre o condutor [1]

A força resultante f_t será, conforme se depreende da figura:

$$f_t = \sqrt{\left\{w_v \sigma + w_g \frac{\pi}{4} [(d + 2e)^2 - d^2]\right\}^2 + F^2} \quad (3.31)$$

Em que:

σ - secção do condutor

d - diâmetro do condutor

e - espessura da manga de gelo

w_v - peso específico volumétrico da substância de que o condutor é constituído

w_g - peso específico volumétrico do gelo

Assim o coeficiente de sobrecarga será por definição:

$$m = \frac{f_t}{f_c} = \frac{\sqrt{\left\{w_v \sigma + w_g \frac{\pi}{4} [(d + 2e)^2 - d^2]\right\}^2 + F^2}}{w_v \sigma} \quad (3.32)$$

O coeficiente de sobrecarga é calculado para o estado de Inverno e de Primavera, sendo que no Verão o seu valor é igual à unidade

A linha em projecto localiza-se numa zona sem gelo. Aplicando a expressão anterior no cálculo do coeficiente de sobrecarga, obtêm-se, para o estado de Inverno (m_1) e Primavera (m_2), os seguintes valores

$$m_1 = \frac{\sqrt{0,1687^2 + 0,194^2}}{0,1687} = 1,524$$

$$m_2 = \frac{\sqrt{0,1687^2 + 0,486^2}}{0,1687} = 3,051$$

Para o cálculo do estado atmosférico mais desfavorável a que a linha aérea pode estar sujeita, será necessário proceder ao cálculo do 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. Ele determina-se pela seguinte expressão:

$$L_{CR} = \frac{\sigma t_{max}}{w} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}} \quad (3.33)$$

em que:

θ_1 e θ_2 - temperatura no estado atmosférico de Inverno e de Primavera respectivamente ($^{\circ}C$)

σ - secção do condutor (mm^2)

w - peso linear do condutor (daN/m)

α - coeficiente de dilatação térmica ($^{\circ}C^{-1}$)

t_{max} - tensão máxima (daN/mm^2)

Assim para a linha em estudo, o vão crítico, para a tensão montagem de $6 daN/m$ anteriormente determinada, será de:

$$L_{CR} = \frac{49,48 \cdot 6}{0,1687} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot 19 \cdot 10^{-6} \cdot (15 - (-5))}{3,051^2 - 1,524^2}} = 63,584 m$$

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 apresentada na figura seguinte:

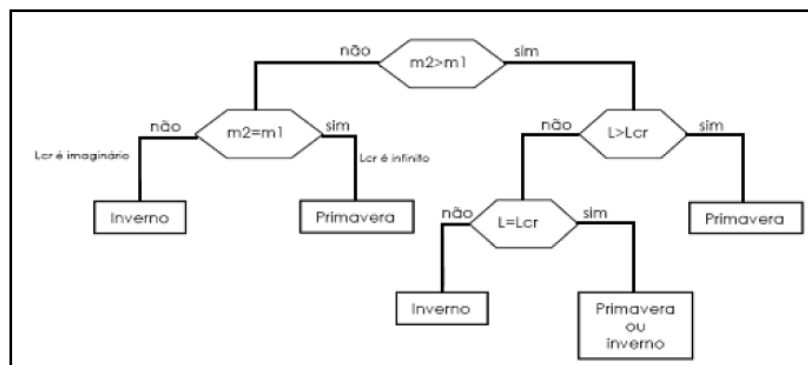


Figura 3.6 - Árvore de decisão para determinação do estado mais desfavorável [24]

Como já foi referido a linha em estudo tem dois vãos, assim para o primeiro vão, de 71,82 metros, pela análise da árvore de decisão facilmente se constata que o estado atmosférico mais desfavorável será o de primavera. À semelhança do primeiro vão, o segundo, de 99,17 metros, apresenta o estado de primavera como o mais desfavorável.

Sabendo qual é o estado atmosférico mais desfavorável, é então possível, com recurso à equação do estados, determinar qual a tensão mecânica a que vai estar sujeito o condutor na situação de flecha máxima.

A equação dos estados permite, para um dado vão, L , de uma linha, calcular a tensão mecânica num estado atmosférico qualquer, desde que seja conhecido o seu valor noutra estado, e os dois estados estejam definidos pelos valores das respectivas temperaturas e dos coeficientes de sobrecarga. A equação dos estados tem a seguinte forma:

$$\theta + \frac{t_m}{\alpha E} - \frac{m^2 w^2 L^2}{24 \cdot \alpha \sigma^2 t_m^2} = \theta_k + \frac{t_{mk}}{\alpha \cdot E} - \frac{m_k^2 w^2 L^2}{24 \cdot \alpha \sigma^2 t_{mk}^2} \quad (3.34)$$

em que:

θ - temperatura nos estados considerados ($^{\circ}\text{C}$)

t - tensão mecânica (daN/mm^2)

m - coeficiente de sobrecarga

w - peso próprio do condutor (daN/m)

L - comprimento do vão da linha (m)

α - coeficiente de dilatação térmica ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

E - módulo de elasticidade (kg/mm^2)

σ - secção do condutor (mm^2)

Neste caso, o estado mais desfavorável apresenta as seguintes características:

$$t = t_{max} = 6 \text{ daN/mm}^2$$

$$m = m_2 = 3,051$$

$$\theta = + 15^\circ$$

O estado para o qual pretendemos determinar a tensão mecânica está definido do seguinte modo:

$$t = ?$$

$$m = 1$$

$$\theta = + 50^\circ$$

Segundo o artigo 22º do R.S.L.E.A.T. [7]

, para o cálculo da flecha máxima e para linhas de 2ª classe deverá considerar-se uma temperatura de $+ 50 \text{ C}^\circ$ sem sobrecarga do vento.

Substituindo os valores na fórmula, para o primeiro vão da linha, fica:

$$15 + \frac{6}{19 \cdot 10^{-6} \cdot 7940} - \frac{3,051^2 \cdot 0,1687^2 \cdot 71,82^2}{24 \cdot 19 \cdot 10^{-6} \cdot 49,48^2 \cdot 6^2} = 50 + \frac{t}{19 \cdot 10^{-6} \cdot 7940} - \frac{1^2 \cdot 0,1687^2 \cdot 71,82^2}{24 \cdot 19 \cdot 10^{-6} \cdot 49,48^2 \cdot t^2}$$

Resolvendo a equação em ordem a t , retiramos o seu valor para o primeiro vão:

$$t = 1,788 \text{ daN/mm}^2$$

Para o segundo vão, a fórmula será em tudo idêntica, mas alterando o comprimento do vão para $L = 99,17 \text{ metros}$, obtendo:

$$t = 1,860 \text{ daN/mm}^2$$

Estes valores da tensão mecânica, dizem respeito ao valor da tensão a que os condutores ficam sujeitos na situação de flecha máxima.

A flecha máxima é determinada, a meio do vão, de acordo com a seguinte expressão:

$$f = \frac{w L^2}{8 \sigma t} \quad (3.35)$$

onde:

f - flecha máxima do condutor (m)

w - peso linear do condutor (daN/m)

L - comprimento do vão (m)

σ - secção do condutor (mm^2)

t - tensão mecânica no estado de flecha máxima (kg/mm^2)

Esta expressão subentende que a curva que os condutores descrevem entre dois apoios é similar a uma parabólica. O erro cometido por esta aproximação é quase insignificante, visto que as linhas em estudo apresentam vãos pequenos.

Supondo um vão em patamar, as equações que traduzem a aproximação dos vãos em patamar são as seguintes:

$$y_a = \frac{x_a^2}{2 \cdot p} \quad (3.35)$$

$$x_a = \frac{L}{2} \quad (3.36)$$

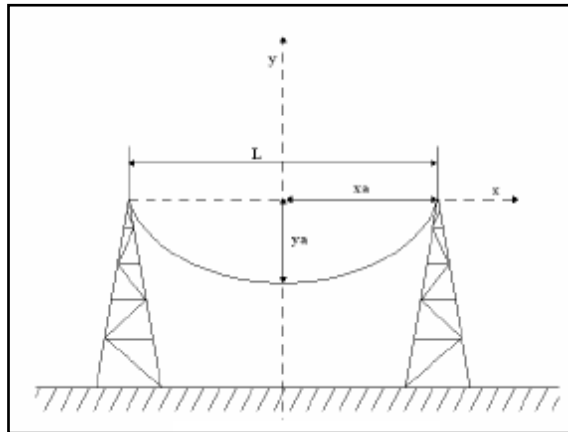


Figura 3.7 - Equações e ilustração referentes a um vão em patamar [1]

A expressão da flecha máxima resulta de:

$$y_a = \frac{x_a^2}{2 \cdot p} \Leftrightarrow y_a = \frac{\frac{L^2}{4}}{2 \cdot p} \Leftrightarrow y_a = \frac{L^2}{8 \cdot p}$$

substituindo p pela expressão $p = \frac{t}{w}$ (expressão 3.29), fica:

$$y_a = \frac{L^2}{8 \cdot \frac{t}{w}} \Leftrightarrow y_a = \frac{L^2 w}{8 \cdot t}$$

A flecha pode ser calculada pela expressão (em metros):

$$y_a = f = \frac{L^2 w}{8 \cdot t \sigma}$$

Aplicando a expressão ao primeiro vão da linha em estudo, obtemos:

$$f = \frac{71,82^2 \cdot 0,1687}{8 \cdot 1,788 \cdot 49,48} = 1,229 \text{ m}$$

Seguindo o mesmo raciocínio, para o segundo vão, obtêm-se uma flecha máxima de *2,253 metros*.

3.6.3- Cálculo dos esforços nos apoios

A verificação da estabilidade de um apoio consiste em calcular as solicitações mecânicas a que este vai estar sujeito, de modo a escolher o tipo de apoio que melhor se adequa ao esforço a que vai estar sujeito. As solicitações aplicadas aos apoios devem-se às acções seguintes:

- sobrecarga do vento sobre o apoio, armações, isoladores, condutores e cabos de guarda;
- tracções mecânicas exercidas pelos condutores das linhas principais e derivadas;
- peso do próprio apoio, das travessas, isoladores, dos condutores das linhas principais e derivadas.

O R.S.L.E.A.T. [7] 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 permitem calcular os esforços transversais, longitudinais e verticais aplicados aos apoios de uma linha aérea. As expressões apresentadas no R.S.L.E.A.T. [7] assumem os seguintes pressupostos:

- linhas com três condutores e sem cabos de guarda;
- esforços considerados a *25cm* do topo de apoio;
- esforços do vento sobre os isoladores e travessas são desprezáveis;
- não se consideram o peso dos isoladores e das travessas.

Neste projecto que adoptei para estudo, existem três apoios. Para o primeiro deles, o apoio 8, como é um apoio de derivação, será necessário verificar se este aguenta com o esforço imposto pela nova linha a montar. À partida por ser um apoio fraco, já que desempenhava funções de um apoio de alinhamento, irá ter de ser substituído por apoio mais robusto de modo a aguentar o esforço exigido pela nova derivação. O apoio 1, de ângulo, será escolhido de acordo com os esforços a que vai estar sujeito. Para o último apoio, que é o que suporta o PT, não necessitamos calcular os esforços a que vai estar sujeito, uma vez que é um

apoio pré definido pela EDP (designado por TP4) com 14 metros de altura, equivalente a um apoio MM04 – 2250 com a mesma altura. No entanto, como exercício académico optou-se por calcular os esforços a que o apoio vai estar sujeito, de modo a verificar que este apoio suporta esforços exigidos.

Caracterizada a linha principal e a linha derivada (tabela 3.3 e tabela 3.4 respectivamente), inicia-se o cálculo dos esforços aplicados a cada apoio.

➤ Verificação da estabilidade do apoio de derivação (Apoio nº8)

Segundo o R.S.L.E.A.T., artigo 58º [7], os apoios de derivação devem ser calculados para duas hipóteses, considerando que elas não ocorrem simultaneamente. Essas hipóteses são designadas, no que se segue, por “Hipótese 1” e “Hipótese 2”.

Hipótese 1: Considera-se que o vento incide segundo a **direcção da bissectriz do ângulo da linha principal**, sobre o apoio, e sobre os condutores da linha principal, nos dois meios vãos adjacentes. Em simultâneo considera-se que o vento actua com a direcção anteriormente considerada, sobre os condutores e a meio do vão adjacente da linha derivada. Consideram-se as tracções impostas pelos condutores da linha principal e da linha derivada, sendo a resultante das componentes horizontais das tracções obtidas à temperatura de +15°C, com o vento a actuar na direcção anteriormente referida. Por fim, deve-se ter em consideração o peso próprio do apoio e dos condutores da linha principal e das linhas derivadas.

O apoio de derivação tem a seguinte configuração:

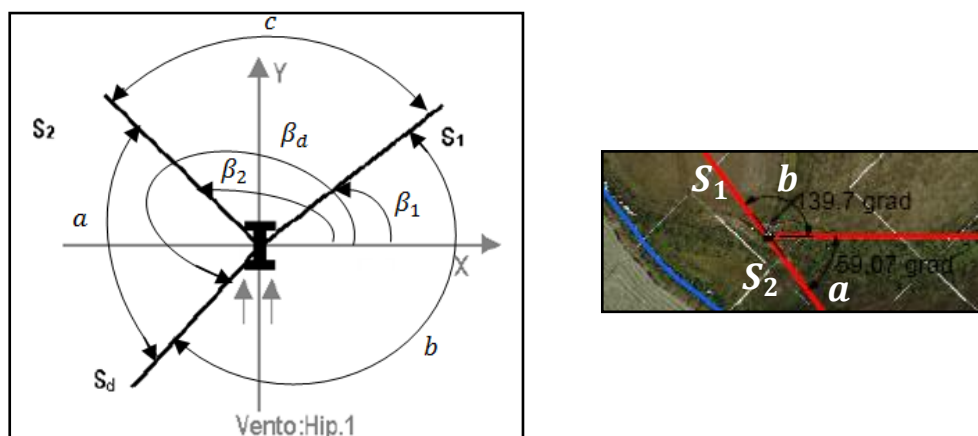


Figura 3.8 - Configuração do apoio de derivação nº8 da linha de Santão-Felgueiras (Hipótese 1)

As fórmulas a aplicar, segundo o R.S.L.E.A.T. [7], para a **hipótese 1** são:

- Esforço no sentido normal à linha principal ou no sentido da bissetriz do ângulo da linha principal (eixo yy):

$$F_y = 3 \cdot [\sum_{i=1}^n w_i \cos^2(\beta_i) S_i + |\sum_{i=1}^n T_i \sin(\beta_i)|] \quad (3.36)$$

- Esforço no sentido da linha principal ou no sentido normal à bissetriz do ângulo da linha principal (eixo xx):

$$F_x = 3 \cdot |\sum_{i=1}^n T_i \cos(\beta_i)| \quad (3.37)$$

- Esforço vertical (eixo zz):

$$F_z = 3 \cdot |\sum_{i=1}^n w'_i S_i| \quad (3.38)$$

Aplicando as fórmulas especificadas, relativas à hipótese 1, na linha em estudo, obtemos:

- **Cálculo do esforço unitário na linha principal devido ao vento:**

$$w = \frac{\alpha \cdot c \cdot q \cdot d \cdot 10^{-3}}{2} \cdot 0,981 \quad (3.39)$$

$$w_{1e2} = \frac{0,6 \cdot 1 \cdot 75 \cdot 16,32 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot 0,981 = 0,360 \text{ daN/m}$$

- **Cálculo do peso unitário do condutor da linha principal:**

$$w' = \frac{w_0}{2} \quad (3.40)$$

em que:

w_0 - Peso unitário do condutor (daN/m)

$$w'_{1e2} = \frac{0,5376}{2} = 0,2688 \text{ daN/m}$$

- **Cálculo do esforço unitário na linha derivada devido ao vento:**

$$w_d = \frac{0,6 \cdot 1,2 \cdot 75 \cdot 9 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot 0,981 = 0,238 \text{ daN/m}$$

- **Cálculo do peso unitário do condutor da linha derivada:**

$$w'_d = \frac{0,1687}{2} = 0,08435 \text{ daN/m}$$

- **Cálculo dos ângulos que as linhas fazem com a origem do eixo definido:**

$$a = 59,07 \text{ g} = 53,64^\circ$$

$$b = 139,7 \text{ g} = 126,4^\circ$$

$$\beta_1 = 90 - \left(\frac{360 - (a+b)}{2} \right) \quad (3.41)$$

$$\beta_1 = 90 - \left(\frac{360 - (53,64 + 126,4)}{2} \right) = 0,02^\circ$$

$$\beta_2 = 180 - \beta_1 \quad (3.42)$$

$$\beta_2 = 180 - 0,02 = 179,98^\circ$$

$$\beta_d = \beta_2 + a \quad (3.43)$$

$$\beta_d = 179,98 + a = 233,62^\circ$$

- **Cálculo do esforço no sentido normal à linha principal (eixo yy):**

$$F_y = 3 \cdot [w_1 \cos^2(\beta_1) S_1 + w_2 \cos^2(\beta_2) S_2 + w_d \cos^2(\beta_d) S_d + |T_1 \sin(\beta_1) + T_2 \sin(\beta_2) + T_3 \sin(\beta_d)|]$$

$$F_y = 3 \cdot [0,360 \cdot \cos^2(0,02) \cdot 214,24 + 0,360 \cdot \cos^2(179,98) \cdot 199,84 + 0,238 \cdot \cos^2(233,62) \cdot 71,82 + |7 \cdot \sin(0,02) \cdot 157,9 + 7 \cdot \sin(179,98) \cdot 157,9 + 6 \cdot \sin(233,62) \cdot 49,48|] = 1179,99 \text{ daN}$$

- **Cálculo do esforço no sentido da linha principal (eixo xx):**

$$F_x = 3 \cdot |T_1 \cos(\beta_1) + T_2 \cos(\beta_2) + T_3 \cos(\beta_3)|$$

$$F_x = 3 \cdot |7 \cdot \cos(0,02) \cdot 157,9 + 7 \cdot \cos(179,98) \cdot 157,9 + 6 \cdot \cos(233,62) \cdot 49,48| = 529,95 \text{ daN}$$

- **Cálculo do esforço vertical (eixo zz):**

O cálculo do esforço vertical, ou seja o esforço devido ao peso do condutor, não é necessário para os apoios de betão, no entanto para os apoios de metal será necessário proceder ao seu cálculo:

$$F_z = 3 \cdot |w'_1 S_1 + w'_2 S_2 + w'_d S_d|$$

$$F_z = 3 \cdot |0,2688 \cdot 214,24 + 0,2688 \cdot 199,84 + 0,08435 \cdot 71,82| = 352,08 \text{ daN}$$

Hipótese 2: Considera-se que o vento incide segundo a **direcção normal à bissectriz do ângulo da linha principal**, sobre o apoio, e sobre os condutores da linha principal nos dois meios vãos adjacentes. Em simultâneo considera-se que o vento actua com a direcção anteriormente considerada, sobre os condutores e a meio do vão adjacente da linha derivada. Consideram-se as tracções impostas pelos condutores da linha principal e derivada, sendo a resultante das componentes horizontais das tracções obtidas à temperatura de $+15^\circ\text{C}$, com o vento a actuar na direcção anteriormente referida. Por fim, deve-se ter em consideração o peso próprio do apoio e dos condutores da linha principal e das linhas derivadas.

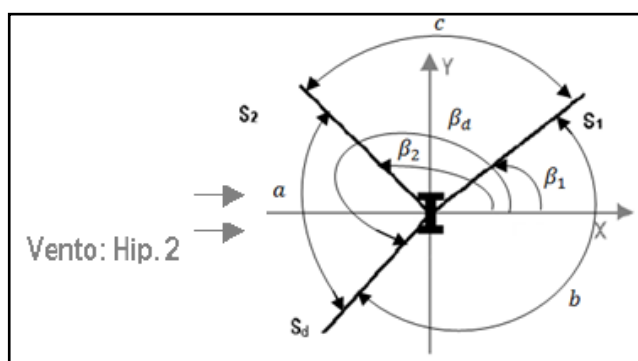


Figura 3.9 - Configuração do apoio de derivação nº8 da linha de Santão-Felgueiras (Hipótese 2)

As fórmulas a aplicar, segundo as R.S.L.E.A.T. [7], para a **hipótese 2** são:

- Esforço no sentido normal à linha principal ou no sentido da bissectriz do ângulo da linha principal (eixo yy):

$$F_y = 3 \cdot [|\sum_{i=1}^n T_i \sin(\beta_i)|] \quad (3.44)$$

- Esforço no sentido da linha principal ou no sentido normal à bissectriz do ângulo da linha principal (eixo xx):

$$F_x = 3 \cdot [\sum_{i=1}^n w_i \operatorname{sen}^2(\beta_i) S_i + |\sum_{i=1}^n T_i \cos(\beta_i)|] \quad (3.45)$$

- Esforço vertical (eixo zz):

$$F_z = 3 \cdot |\sum_{i=1}^n w'_i S_i| \quad (3.46)$$

Aplicando as fórmulas especificadas, relativas à hipótese 2, na linha em estudo, obtemos:

- **Cálculo do esforço no sentido normal à linha principal (eixo yy):**

$$F_y = 3 \cdot |T_1 \operatorname{sen}(\beta_1) + T_2 \operatorname{sen}(\beta_2) + T_3 \operatorname{sen}(\beta_3)|$$

$$\begin{aligned} F_y &= 3 \cdot |7 \cdot \operatorname{sen}(0,02) \cdot 157,9 + 7 \cdot \operatorname{sen}(179,98) \cdot 157,9 + 6 \cdot \operatorname{sen}(233,62) \cdot 49,48| \\ &= 714,74 \text{ daN} \end{aligned}$$

- **Cálculo do esforço no sentido da linha principal (eixo xx):**

$$\begin{aligned} F_x &= 3 \cdot [w_1 \operatorname{sen}^2(\beta_1) S_1 + w_2 \operatorname{sen}^2(\beta_2) S_2 + w_d \operatorname{sen}^2(\beta_d) S_d \\ &\quad + |T_1 \cos(\beta_1) + T_2 \cos(\beta_2) + T_3 \cos(\beta_d)|] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F_x &= 3 \cdot [0,360 \cdot \operatorname{sen}^2(0,02) \cdot 214,24 + 0,360 \cdot \operatorname{sen}^2(179,98) \cdot 199,84 \\ &\quad + 0,238 \cdot \operatorname{sen}^2(233,62) \cdot 71,82 \\ &\quad + |7 \cdot \cos(0,02) \cdot 157,9 + 7 \cdot \cos(179,98) \cdot 157,9 + 6 \cdot \cos(233,62) \cdot 49,48|] \\ &= 561,51 \text{ daN} \end{aligned}$$

- **Cálculo do esforço vertical (eixo zz):**

$$F_z = 352,08 \text{ daN}$$

(valor já determinado na hipótese 1)

Resumindo os esforços aplicados ao apoio de derivação são:

Tabela 3.5 – Esforços aplicado ao apoio de derivação nº8

Hipótese	Esforço		
	F_y (daN)	F_x (daN)	F_z (daN)
1	1179,99	529,95	352,08
2	714,74	561,51	352,08

➤ **Verificação da estabilidade do apoio de ângulo (Apoio nº1)**

Segundo o R.S.L.E.A.T. [7], artigo 57º, os apoios de ângulo devem ser calculados para duas hipóteses, considerando que elas não ocorrem simultaneamente. Essas hipóteses, no que se segue, são designadas de “Hipótese 1” e “Hipótese 2”:

Hipótese 1: Considera-se que o vento incide segundo a **direcção da bissetriz do ângulo**, sobre o apoio, e sobre os condutores nos dois meios vãos adjacentes. Consideram-se as tracções impostas pelos condutores, sendo a resultante das componentes horizontais das tracções obtidas à temperatura de $+15^\circ\text{C}$, com o vento a actuar na direcção anteriormente referida. Por fim, deve-se ter em consideração o peso próprio do apoio e dos condutores.

O apoio de ângulo tem a seguinte configuração:

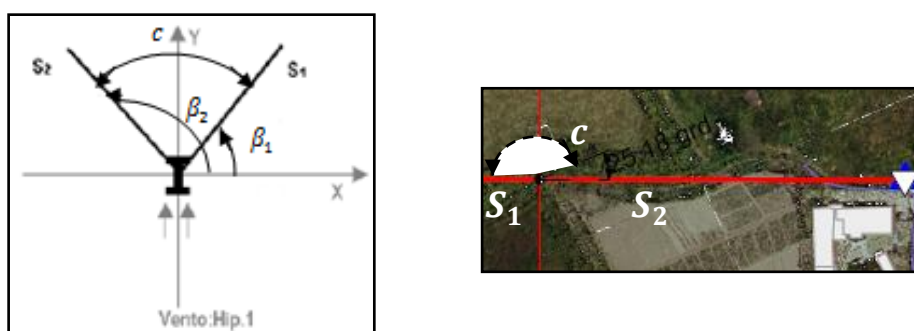


Figura 3.10 - Configuração do apoio de ângulo nº1 da linha de Santão-Felgueiras (Hipótese 1)

As fórmulas a aplicar, segundo as Recomendações para Linhas Aéreas de Alta Tensão até 30kV, para a **hipótese 1** são:

- Esforço no sentido normal à linha ou no sentido da bissetriz do ângulo da linha principal (eixo yy):

$$F_y = 3 \cdot [\sum_{i=1}^n w_i \cos^2(\beta_i) S_i + |\sum_{i=1}^n T_i \sin(\beta_i)|] \quad (3.47)$$

- Esforço no sentido da linha ou no sentido normal à bissetriz do ângulo da linha principal (eixo xx):

$$F_x = 3 \cdot |\sum_{i=1}^n T_i \cos(\beta_i)| \quad (3.48)$$

- Esforço vertical (eixo zz):

$$F_z = 3 \cdot |\sum_{i=1}^n w'_i S_i| \quad (3.49)$$

Aplicando as fórmulas especificadas, relativas à hipótese 1, na linha em estudo, obtemos:

- **Cálculo do esforço unitário na linha devido ao vento:**

$$w_{1e2} = \frac{0,6 \cdot 1,2 \cdot 75 \cdot 9 \cdot 10^{-3}}{2} * 0,981 = 0,238 \text{ daN}$$

- **Cálculo do peso unitário do condutor da linha:**

$$w'_{1e2} = \frac{0,1687}{2} = 0,08435 \text{ daN}$$

- **Cálculo dos ângulos que as linhas fazem com a origem do eixo definido:**

$$c = 200 \text{ g} - 25,18 \text{ g} = 174,82 \text{ g} = 157,38^\circ$$

$$\beta_1 = 90 - \left(\frac{c}{2}\right) \quad (3.50)$$

$$\beta_1 = 90 - \left(\frac{157,38}{2}\right) = 11,33^\circ$$

$$\beta_2 = 180 - \beta_1$$

$$\beta_2 = 180 - 11,33 = 168,66^\circ$$

- **Cálculo do esforço no sentido normal à linha principal (eixo yy):**

$$F_y = 3 \cdot [w_1 \cos^2(\beta_1) S_1 + w_2 \cos^2(\beta_2) S_2 + |T_1 \sin(\beta_1) + T_2 \sin(\beta_2)|]$$

$$F_y = 3 \cdot [0,238 \cdot \cos^2(11,33) \cdot 71,82 + 0,238 \cdot \cos^2(168,66) \cdot 99,17 + |6 \cdot \sin(11,33) \cdot 49,48 + 6 \cdot \sin(168,66) \cdot 49,48|] = 467,54 \text{ daN}$$

- **Cálculo do esforço no sentido da linha principal (eixo xx):**

$$F_x = 3 \cdot |T_1 \cos(\beta_1) + T_2 \cos(\beta_2)|$$

$$F_x = 3 \cdot |6 \cdot \cos(11,33) \cdot 49,48 + 6 \cdot \cos(168,66) \cdot 49,48| = 0 \text{ daN}$$

- **Cálculo do esforço vertical (eixo zz):**

O cálculo do esforço vertical, ou seja o esforço devido ao peso do condutor, não é necessário para os apoios de betão, no entanto para os apoios de metal será necessário proceder ao seu cálculo:

$$F_z = 3 \cdot |w'_1 S_1 + w'_2 S_2|$$

$$F_z = 3 \cdot |0,08435 \cdot 71,82 + 0,08435 \cdot 99,17| = 14,42 \text{ daN}$$

Nos apoios em ângulo é desnecessário, segundo o R.S.L.E.A.T. [7], a verificação da hipótese 2 em apoios de betão e em apoios metálicos de base quadrada.

Resumindo os esforços aplicados ao apoio de ângulo são:

Tabela 3.6 – Esforços aplicado ao apoio de ângulo nº1

Hipótese	Esforço		
	$F_y \text{ (daN)}$	$F_x \text{ (daN)}$	$F_z \text{ (daN)}$
1	467,54	0	14,42

➤ **Verificação da estabilidade do apoio fim de linha (Apoio D9999)**

Segundo o R.S.L.E.A.T. [7], artigo 62º, os apoios de fim de linha devem ser calculados para duas hipóteses, considerando que elas não ocorrem simultaneamente. Essas hipóteses, no que se segue, são designadas de Hipótese 1 e Hipótese 2:

Hipótese 1: Considera-se que o vento incide normalmente à direcção da linha, sobre o apoio, e sobre os condutores no meio vão adjacente ao apoio. Consideram-se as tracções impostas pelos condutores à temperatura de $+15^{\circ}\text{C}$, com o vento a actuar na direcção anteriormente referida. Por fim, deve-se ter em consideração o peso próprio do apoio e dos condutores.

O apoio fim de linha terá a seguinte configuração:



Figura 3.11 - Configuração do apoio fim de linha nºD9999 da linha de Santão-Felgueiras (Hipótese 1)

As fórmulas a aplicar, segundo as Recomendações para Linhas Aéreas de Alta Tensão até 30kV, para a **hipótese 1** são:

- Esforço no sentido normal à linha (eixo yy):

$$F_y = 3 w S \quad (3.51)$$

- Esforço no sentido da linha (eixo xx):

$$F_x = 3 T \quad (3.52)$$

- Esforço vertical (eixo zz):

$$F_z = 3 w' S \quad (3.53)$$

Aplicando as fórmulas especificadas, relativas à hipótese 1, na linha em estudo, obtemos:

- **Cálculo do esforço no sentido normal à linha (eixo yy):**

$$F_y = 3 \cdot 0,238 \cdot 99,17 = 70,80 \text{ daN}$$

- **Cálculo do esforço no sentido da linha (eixo xx):**

$$F_x = 3 \cdot 6 \cdot 49,48 = 890,64 \text{ daN}$$

- **Cálculo do esforço vertical (eixo zz):**

Segundo o regulamento é desnecessário o cálculo do esforços verticais para apoios de betão de qualquer forma aqui, fica o seu valor:

$$F_z = 3 \cdot 0,08435 \cdot 99,17 = 25,09 \text{ daN}$$

Resumindo os esforços aplicados ao apoio de fim de linha são:

Tabela 3.7 – Esforços aplicado ao apoio fim de linha nºD9999

Hipótese	Esforço		
	$F_y \text{ (daN)}$	$F_x \text{ (daN)}$	$F_z \text{ (daN)}$
1	70,80	890,64	25,09

3.6.4- Escolha dos apoios

Depois de calculados os esforços a que vão estar sujeitos os apoios, será necessário verificar, no caso do apoio 8 (apoio de derivação), se este aguenta o esforço suplementar a que vai estar sujeito devido à nova linha em projecto e no caso do apoio 1 (apoio de ângulo), deverá escolher-se um apoio que suporte o esforço a que vai estar sujeito

O apoio 8, já existente no local, era um apoio de alinhamento, e estava, obviamente, sujeito a menores esforços, o que levou à escolha de um apoio mais fraco, um MP04 – 1600/540 de 22 metros, do fabricante Cavan [17]. Com a nova linha, o apoio passou a ser de derivação, sendo necessário verificar se este suporta o novo esforço imposto pela derivação. Recorrendo ao catálogo do fabricante, e retirando as equações das linhas vectoriais do apoio, em consonância com a análise dos digramas de esforços úteis concluímos que:

- Com vento na direcção principal (Hipótese 1):

$$\frac{F_{pvp}}{1600} + \frac{F_{svp}}{740} < 1 \quad (3.54)$$

Substituindo pelos esforços calculados, verificamos se a expressão é ou não verdadeira:

$$\frac{1179,99}{1600} + \frac{529,95}{740} < 1$$

$$1,45 \nless 1 \quad \boxed{\times}$$

Conclui-se que o apoio *MP04/1600* não suporta os esforços impostos pela nova linha. Pesquisando no catálogo da Cavan [17], constata-se que o apoio mais indicado será o *AM08 – 4000/1320* de 22 metros, porque é o primeiro do catálogo que suporta os esforços impostos pela hipótese 1 e pela hipótese 2 em simultâneo:

- Com vento na direcção principal (Hipótese 1):

$$\frac{F_{pvp}}{4000} + \frac{F_{svp}}{1800} < 1$$

$$\frac{1179,99}{4000} + \frac{529,95}{1800} < 1$$

$$0,59 < 1 \quad \boxed{\checkmark}$$

- Com vento na direcção secundária (Hipótese 2):

$$\frac{F_{pvs}}{2888} + \frac{F_{svs}}{1299} < 1$$

$$\frac{561,51}{2888} + \frac{714,74}{1299} < 1$$

$$0,74 < 1 \quad \boxed{\checkmark}$$

Relativamente ao apoio de ângulo, como se trata de um apoio novo, consulta-se o catálogo do fabricante a fim de encontrar o primeiro apoio que suporte o esforço exigido pela linha. De acordo com o diagrama de esforços úteis e com as equações das linhas vectoriais implícitas no catálogo para cada apoio, concluímos que o apoio indicado seria o *MP00 – 600/260* de 18 metros, como se pode comprovar pelos cálculos:

- Com vento na direcção principal (Hipótese 1):

$$\frac{F_{pvp}}{600} + \frac{F_{svp}}{320} < 1$$

$$\frac{467,54}{600} + \frac{0}{320} < 1$$

$$0,77 < 1 \quad \checkmark$$

Por fim, o apoio fim de linha, que como já referi se referiu, está previamente definido. Os apoios destinados a suportar os postos de transformação aéreos são designados por TP4 de 14 metros, que equivale ao apoio MM04 – 2250/740. Assim, para comprovar que este apoio aguenta as solicitações às quais está sujeito, consulta-se o seu diagrama de esforço e verifica-se a veracidade das equações das linhas vectoriais para este apoio:

- Com vento na direcção principal (Hipótese 1):

$$\frac{F_{pvp}}{2250} + \frac{F_{svp}}{1000} < 1$$

$$\frac{70,80}{2250} + \frac{890,64}{1000} < 1$$

$$0,92 < 1 \quad \checkmark$$

Para além dos esforços calculados, o apoio irá também ser sujeito a esforços adicionais provocados pela incidência do vento sobre o transformador e sobre o seccionador e pelo peso do próprio transformador, sendo que este apoio foi previamente escolhido por suportar todos estes esforços.

No Anexo B, podem ser consultados os diagramas de esforços dos apoios mencionados.

Assim, podemos resumir numa tabela os apoios escolhidos para este projecto e as solicitações às quais estão sujeitos:

Tabela 3.8 – Apoios e esforços associados na linha Santão-Felgueiras

Apoio			Esforços					
nº	Referência	Altura (m)	Hipótese 1			Hipótese 2		
			F_y (daN)	F_x (daN)	F_z (daN)	F_y (daN)	F_x (daN)	F_z (daN)
8	AM08 – 4000/1320	22	1179,99	529,95	352,08	714,74	561,51	352,08
1	MP00 – 600/260	18	467,54	0	14,42	-	-	-
D9999	TP4 (MM04 – 2250/740)	14	70,80	890,64	25,09	-	-	-

3.6.5- Cálculo do maciço de fundação dos apoios

Num projecto de uma linha aérea de média tensão, o correcto dimensionamento dos maciços de fundação é muito importante. O maciço de fundação é constituído por betão ciclópico, que consiste numa junção de betão normal com pedras de pequena dimensão.

Para facilitar o cálculo recorre-se a uma tabela que fornece as dimensões recomendadas para o maciço de fundação em função do tipo de apoio e do coeficiente de compressibilidade de terreno. Assim o cálculo a efectuar não terá como objectivo obter as dimensões dos maciços, mas sim verificar a estabilidade dos mesmos com as dimensões já pré-definidas.

O cálculo dos maciços de fundação será realizado de acordo com o método de Sulzberger, recomendado no R.S.L.E.A.T. [7]. Este método baseia-se nos seguintes pressupostos:

- Considera-se que o terreno onde está encastrado o maciço se comporta elasticamente quando há pequenos deslocamentos do mesmo e que a reacção do terreno é proporcional ao produto dos deslocamentos do maciço pelo módulo da elasticidade correspondente. Este é dado pelo coeficiente de compressibilidade do terreno, que traduz o esforço necessário para enterrar 1 cm de uma placa com 1 cm³ de superfície.
- Admite-se que para terrenos de natureza e de composição uniforme, o coeficiente de compressibilidade é nulo, à superfície do solo, aumentando de forma aproximadamente proporcional com a profundidade.

Além disso, admite-se que a resistência à compressão do solo sob o maciço é pelo menos igual à das paredes verticais à mesma profundidade.

A tabela 3.9, apresenta os valores do coeficiente de compressibilidade, a 2 metros de profundidade, para terrenos de diferente natureza e composição.

Tabela 3.9 – Coeficiente de compressibilidade do terreno [1]

Tipo de Terreno	Coeficiente de Compressibilidade ($N \cdot cm^3$)
Lodo, turfa e terreno pantanoso em geral	0
Areia fina e média	60 a 80
Areia grossa	80 a 100
Terreno Corrente - muito mole	0
Terreno Corrente - mole, facilmente amassável	20 a 40
Terreno Corrente - médio	80
Terreno Corrente - rijo	90

No cálculo dos maciços de fundação, apenas são considerados os de forma paralelepípedica, por serem os que mais geralmente se utilizam nas fundações dos apoios de betão. O método de Sulzberger só é aplicável a maciços sem cofragem e com enchimento total da cova aberta no solo.

A figura seguinte representa um apoio de betão com altura fora do solo h , profundidade de enterramento h_e e F a resultante das forças aplicadas a 0,25 metros do topo do apoio. Relativamente ao maciço: a representa a dimensão do maciço paralela à direcção da força F e b tem a mesma designação mas orientado segundo a direcção normal à direcção da força F .

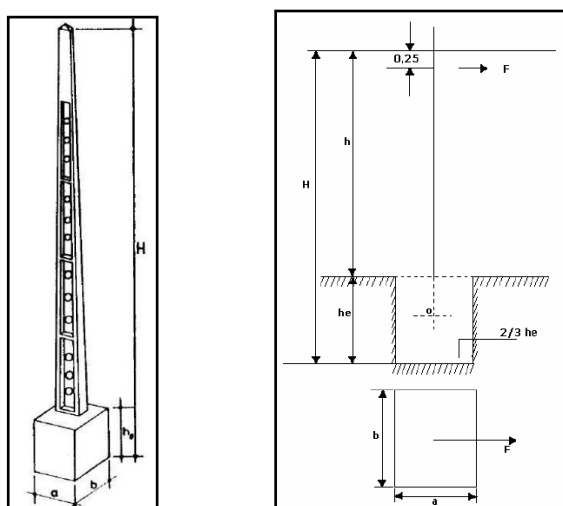


Figura 3.12 - Apoio de betão de base quadrado e dimensões do respectivo maciço [5]

Os maciços transmitem ao solo esforços resultantes do seu peso próprio e das forças exteriores que lhe são aplicadas: forças de tracção (condutores, cabos de guarda...), forças

devido à acção do vento (sobre os apoio, travessas, condutores...) e pesos (condutores, maciço e travessas...). Os maciços podem ser solicitados a forças de tracção, compressão, torção em torno de um eixo horizontal e mesmo à flexão.

O dimensionamento do maciço tem como objectivo verificar se sob o efeito das solicitações máximas não se verifiquem aumentos perigosos da flecha dos condutores e não se dê o derrubamento do apoio.

Assim o método de Sulzberger consiste no cálculo dos seguintes esforços [5]:

- **Momento Derrubante:** o momento derrubante M_d da força F em relação a um eixo de rotação situado na origem (a $2/3$ da profundidade de enterramento e a $1/4$ da largura do maciço medido do lado onde se exerce a força F), que corresponde à situação de terrenos plásticos normais, é dado pela seguinte expressão:

$$M_d = F \left(h - 0,25 + \frac{2}{3} h_0 \right) \quad (3.56)$$

- **Momento estabilizante:** é constituído por duas componentes principais, uma delas é devido ao encastramento do maciço no solo, e é dado por:

$$M_{e1} = \frac{b h_0^3}{36} C_0 \operatorname{tg}(\alpha) \quad (3.57)$$

em que C_0 é o valor do coeficiente de compressibilidade do terreno à profundidade h_0 , dado por:

$$C_0 = \frac{C_{2m}}{2} h_0 \quad (3.58)$$

sendo C_{2m} o valor do coeficiente de compressibilidade à profundidade de 2 metros indicado na tabela anterior. A $\operatorname{tg}(\alpha)$, que assume o valor de 0,01, representa o ângulo a partir do qual a base de assentamento do maciço deixa de repousar completamente sobre o fundo da escavação.

A outra componente do momento estabilizante, é devido à reacção do terreno no fundo da cova, provocado pelo peso do maciço de fundação, do apoio e dos condutores, e é dado por:

$$M_{e2} = P \left(\frac{a}{2} - 0,47 \cdot \sqrt{\frac{P}{b C_0 \operatorname{tg}(\alpha)}} \right) \quad (3.59)$$

em que P é o peso total do apoio e do maciço.

O peso do maciço é calculado pela expressão:

$$2400 \cdot \left(a b h_0 - \frac{P_{pe}}{2500} \right) \quad (3.60)$$

Em que P_{pe} , é o peso da parte enterrada do apoio e 2400 daN.m^{-3} , é o peso adoptado para o peso específico do betão.

O momento estabilizante será a soma destas duas componentes

Nas fundações relativamente profundas, o efeito do encastramento é preponderante, salientando-se M_{e1} , e sendo M_{e2} pouco significativo. Por outro lado, nas fundações pouco profundas, observa-se o contrário; verifica-se até que, no caso das placas superficiais, o momento estabilizante é devido, na quase totalidade, ao peso do maciço de fundação, do apoio e dos condutores.

Sempre que o momento derrubante ultrapassar o momento estabilizante, deverá adoptar-se um coeficiente de segurança (S) de valor 1,5. Deverá multiplicar-se o momento derrubante por este valor sempre que o momento M_{e1} de encastramento for desprezável, quando comparado com M_{e2} . À medida que o momento M_{e1} de encastramento vai subindo, este coeficiente pode ser reduzido. O diagrama a seguir representado, dá-nos o valor do coeficiente de segurança a adoptar em função da relação $\frac{M_{e1}}{M_{e2}}$:

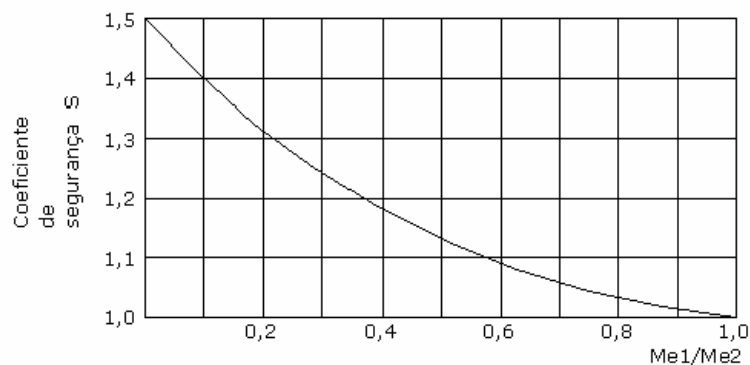


Figura 3.13 - Diagrama do coeficiente de sobrecarga [5]

A profundidade dos maciços, ou seja a altura dos maciços, varia consoante a altura do apoio:

- Apoios com altura total até 15 metros: $h_0 = 0,1 h + 0,5 \text{ (m)}$;
- Apoios com altura total de 16 a 20 metros: $h_0 = 2 \text{ m}$;
- Apoios com altura total de 21 a 27 metros: $h_0 = 2,5 \text{ m}$.

Os maciços devem ter dimensões mínimas tais que assegurem um recobrimento mínimo de 0,2 m na base do poste; em qualquer caso, as dimensões de a e b nunca devem ser inferiores a 0,80 m.

As condições que permitem verificar se um maciço é correctamente dimensionado são as seguintes:

- quando $M_{e1} < M_{e2}$:

$$\frac{M_{e1} + M_{e2}}{M_d} \geq S \left(\frac{M_{e1}}{M_{e2}} \right) \quad (3.61)$$

- quando $M_{e1} > M_{e2}$:

$$\frac{M_{e1} + M_{e2}}{M_d} \geq 1 \quad (3.62)$$

Uma vez que o processo de cálculo é repetitivo, apenas vou exemplificar como se verifica a estabilidade do maciço de fundação para o apoio AM08 – 4000/1320 de 22 metros. Este apoio apresenta características referidas na tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Características do apoio AM08 – 4000/1320 [17]

<i>Peso_{apoio}22 metros (kg)</i>	8580
<i>Peso_{apoio}20 metros (kg)</i>	7350
<i>F (daN)</i>	4000

As dimensões do maciço presente nas tabelas da EDP Distribuição para este tipo de apoio (apoio equivalente MM08 – 4000) e para um coeficiente de compressibilidade do terreno 4 daN/cm^3 (Terreno Corrente - mole, facilmente amassável”) são apresentadas na tabela seguinte:

Tabela 3.11 – Dimensões do maciço do apoio AM08 – 4000/1320 – 22 metros [22]

Apoio	Dimensões do maciço		
	$a(m)$	$b(m)$	$h_0(m)$
AM08 – 4000 /1320– 22 metros	2,05	2,95	2,50

Com o objectivo de verificar a estabilidade deste maciço para este apoio, iniciemos os cálculos relativo à aplicação do método de Sulzberger:

- **Momento Derrubante:**

$$M_d = 4000 \cdot \left(19,5 - 0,25 + \frac{2}{3} \cdot 2,5 \right) = 83666,7 \text{ daN.m}$$

- **Momento Estabilizante M_{e1} :**

$$M_{e1} = \frac{2,95 \cdot 250^3}{36} \cdot \left(\frac{4 \cdot 2,5}{2} \right) \cdot 0,01 = 64019 \text{ daN.m}$$

- **Momento Estabilizante M_{e2} :**

$$M_{e2} = 34809 \cdot \left(\frac{205}{2} - 0,47 \cdot \sqrt{\frac{34809}{295 \cdot \left(\frac{4 \cdot 2,5}{2} \right) \cdot 0,01}} \right) = 27731 \text{ daN.m}$$

Como a altura do maciço é de 2,50 metros (h_0), o peso do mesmo, será a diferença entre o peso do apoio de 22 metros (8580 Kg) e o apoio de 20 metros (7350 Kg), a que a este se soma o peso de 0,5 metros (por regra de três simples será aproximadamente 307,5 Kg). Assim o peso da parte enterrada do apoio AM08-4000/1320, será de:

$$P_{pe} \approx (8580 - 7350) + 307,5 \approx 1537,5 \text{ kg}$$

Logo:

$$P = 2400 \cdot \left(2,05 \cdot 2,95 \cdot 2,50 - \frac{1537,5}{2500} \right) = 34809 \text{ daN}$$

Neste caso como $M_{e1} > M_{e2}$, a condição que permite verificar se o maciço é correctamente dimensionado é a seguinte:

$$\frac{M_{e1} + M_{e2}}{M_d} \geq 1 \Leftrightarrow \frac{64019 + 27731}{83666,7} \geq 1$$

$$\Leftrightarrow 1,096 \geq 1$$



Verificada esta condição, conclui-se que o maciço é estável.

Este método poderá aplicar-se para todos os apoios da linha, sendo que a estabilidade dos maciços está certamente garantida. Assim para os três apoios em estudo, e de acordo com as tabelas da EDP Distribuição (ver Anexo C - “Dimensões dos Maciços para terreno com *Coeficiente de Compressibilidade* = 4 daN.cm⁻³”), os maciços de fundação têm as seguintes dimensões apresentadas na tabela seguinte, para o terreno em causa (“Terreno Corrente - mole, facilmente amassável”):

Tabela 3.12 – Dimensões dos maciço dos apoios aplicados na linha Santão-Felgueiras
[22]

Apoio	Dimensões do maciço		
	<i>a(m)</i>	<i>b(m)</i>	<i>h₀(m)</i>
AM08 – 4000/1320 – 22 metros	2,05	2,95	2,50
MP00 – 600/260 – 18 metros	1,05	0,87	2,30
TP4 – 14 metros	2,21	2,87	1,90

3.6.6- Escolha das Armações

Devido às oscilações provocadas pelo vento, os condutores devem estar devidamente distanciados entre si. O artigo 31º do R.S.L.E.A.T. especifica que os condutores nus devem ser estabelecidos de forma a não poderem aproximar-se perigosamente, não devendo entre eles observar-se uma distância *D* em metros, inferior à dada pela expressão:

$$D = 0,75 \cdot k \cdot \sqrt{f + d} + \frac{U}{200}, \text{ para linhas de 2ª classe} \quad (3.63)$$

$$D = k \cdot \sqrt{f + d} + \frac{U}{150}, \text{ para linhas de 3ª classe} \quad (3.64)$$

em que:

f - flecha máxima dos condutores (m)

d - comprimento das cadeias de isoladores susceptíveis de oscilarem transversalmente à linha (m)

U - tensão nominal da linha (kV)

k - coeficiente dependente da natureza dos condutores e cujo valor é:

0,6 para condutores de cobre, bronze, aço e alumínio-aço

0,7 para condutores de alumínio e de ligas de alumínio

Assim para o primeiro vão da linha em estudo, como estamos perante uma linha de 2ª classe, obtemos o valor da distância mínima regulamentar:

$$D = 0,75 \cdot 0,6 \cdot \sqrt{1,229 + 0} + \frac{15}{200} = 0,587 \text{ m}$$

Para o segundo vão, aplicando a mesma fórmula, mas alterando o valor da flecha máxima, obtemos uma distância mínima regulamentar de 0,764 metros.

Com estas distâncias previamente calculadas podem-se escolher as armações a adoptar e verificar se a distância entre condutores a meio vão, cumpre a distância mínima regulamentar. No primeiro vão optou-se por colocar no apoio de derivação uma armação de esteira horizontal reforçada (HRFSC) e para o segundo apoio, sendo este de ângulo, adoptou-se a tradicional armação em triângulo (TAN). Será agora necessário verificar qual distância mínima entre condutores ao adoptar estas duas armações.

As armações HRFSC e TAN apresentam as dimensões indicadas nas figuras seguintes:

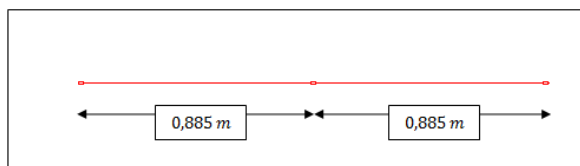


Figura 3.14 - Armação HRFSC

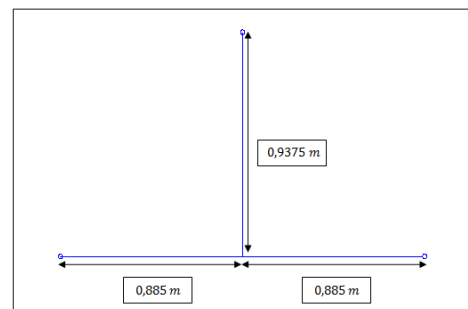


Figura 3.15 - Armação TAN

Sobrepondo as respectivas armações poderá saber-se qual a menor distância entre condutores a meio vão (ver figura 3.16):

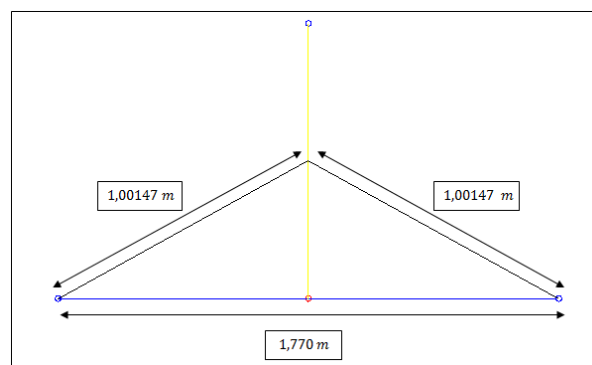


Figura 3.16 - Armação TAN e HRFSC sobrepostas

Como se pode observar na figura 3.16 a distância mínima entre condutores a meio vão é de 1,00147 metros, estando bastante acima da distância mínima regulamentar. Se tal não se verificasse, poderíamos aumentar o tamanho da armação TAN, e com isto aumentar a distância entre condutores.

O segundo vão é constituído pelo apoio de ângulo, com a armação já pré-determinada (armação do tipo TAN), e pelo apoio que suporta o posto de transformação aéreo (apoio do tipo TP4), com uma armação já pré-definida para este tipo de apoio, (armação do tipo HPT4). Esta armação tem as dimensões idênticas à armação HRFSC, já referenciada em cima. Tal como no vão anterior, as distâncias entre condutores estão de acordo com os regulamentos.

3.6.7- Cálculo dos esforços nas armações

O artigo 66º do R.S.L.E.A.T. [7] estabelece que as armações serão dimensionadas para as solicitações que os condutores lhes transmitem nas hipóteses de cálculo dos respectivos apoios.

As fórmulas utilizadas no cálculo dos esforços sobre as armações são semelhantes às utilizadas no cálculo de esforços sobre apoios. A simbologia a utilizar é a mesma para o caso dos apoios, mas agora as forças a ter em conta são as seguintes:

- F_V - Solicitação vertical por fase
- F_T - Solicitação horizontal transversal por fase
- F_L - Solicitação horizontal longitudinal por fase
- F_I - Solicitação horizontal longitudinal por vão adjacente e por fase

De acordo com a linha em projecto, teremos de calcular os esforços a que as armações HRFSC e TAN estão sujeitas. Para a armação HPT4 não será necessário o cálculo do esforço sobre esta, uma vez que, à partida, por ser uma armação predefinida, aguenta com o esforço imposto.

Segundo as Recomendações Para Linhas Aéreas de Alta Tensão até 30 kV, para o cálculo dos esforços na armação HRFSC, tratando-se de uma armação com funções de derivação, utiliza-se as seguintes expressões:

- Esforço horizontal transversal:

$$FT = W \sin^2(\beta) S + T \cos(\beta) \quad (3.65)$$

- Esforço vertical:

$$FV = W' S \quad (3.66)$$

- Esforço horizontal longitudinal:

$$FL = T \operatorname{sen}(\beta) \quad (3.67)$$

Assim de acordo com as expressões e com os valores obtidos anteriormente, obtemos:

- Esforço horizontal transversal:

$$FT = 0,238 \cdot \operatorname{sen}^2(53,64) \cdot 71,82 + 6 \cdot \cos(53,64) \cdot 49,48 = 187,093 \text{ daN}$$

- Esforço vertical:

$$FV = 0,08435 \cdot 71,82 = 6,058 \text{ daN}$$

- Esforço horizontal longitudinal:

$$FL = 6 \cdot \operatorname{sen}(53,64) \cdot 49,48 = 239,08 \text{ daN}$$

Para o cálculo dos esforços na armação TAN, tratando-se de uma armação com funções de ângulo, utiliza-se as seguintes expressões:

- Esforço horizontal transversal:

$$FT = w_1 \cos^2(\beta_1) S_1 + w_2 \cos^2(\beta_2) S_2 + T_1 \operatorname{sen}(\beta_1) + T_2 \operatorname{sen}(\beta_2) \quad (3.68)$$

- Esforço vertical:

$$FV = W' (S_1 + S_2) \quad (3.69)$$

- Esforço horizontal longitudinal:

$$FL = T \cos(\beta) \quad (3.70)$$

Assim de acordo com as expressões e com os valores obtidos anteriormente, obtemos:

- Esforço horizontal transversal:

$$FT = 0,238 \cdot \cos^2(11,33) \cdot 71,82 + 0,238 \cdot \cos^2(168,66) \cdot 99,17 + 6 \cdot \sin(11,33) \cdot 49,48 + 6 \cdot \sin(168,66) \cdot 49,48 = 155,82 \text{ daN}$$

- Esforço vertical:

$$FV = 0,08435 \cdot (71,82 + 99,17) = 14,42 \text{ daN}$$

- Esforço horizontal longitudinal:

$$FL = 6 \cdot \cos(11,33) \cdot 49,48 + 6 \cdot \cos(168,66) \cdot 49,48 = 0,010 \text{ daN}$$

Constata-se, pela análise dos diagramas de esforços das armações HRFSC e TAN (ver Anexo D - “Dimensões e Diagrama de Esforços das Armações aplicadas na Linha Santão-Felgueiras”) que para a primeira é suficiente uma armação do tipo HRFSC 60 e para a segunda também uma armação do tipo TAN 60. No entanto, como se pode constatar pela análise do perfil longitudinal da linha, (ver Anexo E - “Planta Parcelar e Perfil Longitudinal da Linha MT a 15 kV Santão-Felgueiras”), a armação do apoio de derivação escolhida foi uma HRFSC 80, que suporta um esforço muito superior ao exigido, isto porque, teoricamente o cálculo do esforço das armações nem é executado na EDP Distribuição; o esforço das armações é pré-definido consoante a função do apoio.

3.7- Escolha do Isoladores

Para as redes de média tensão de 15 kV, os isoladores utilizados são normalmente do tipo AAB 1404, em grupos de dois, para isolamento normal ou grupos de três, para isolamento reforçado.

Os isoladores a colocar nos apoios da linha em estudo são:

- no apoio $n^{\circ}8$ será colocada uma cadeia de amarração com referência $ASR 3 * AAB 1404$, para um isolamento reforçado;
- no apoio de ângulo (apoio $n^{\circ}1$) serão utilizados isoladores em cadeia de amarração do tipo $AS 2 * AAB 1404$. Este isolador não apresenta um isolamento reforçado;
- no apoio $n^{\circ}D9999$, como vai suportar o posto de transformação, o isolador a utilizar será em cadeia de amarração do tipo $ASR 3 * AAB 1404$ para um isolamento reforçado.

3.8- Elaboração do Projecto em SIT/DM

O SIT/DM é uma aplicação informática, presente na EDP Distribuição, que integra dois módulos, o SIT (Sistema de Informação Técnica) e o DM (*Design Manager*).

O SIT é o módulo principal de carregamento de dados, onde será realizado todo o carregamento das infra-estruturas existentes. Este sistema permite, para além da caracterização dos diferentes equipamentos e instalações que constituem as redes AT, MT, BT/IP, guardar a posição geográfica, a relação topológica (ligações) e a representação esquemática de cada elemento.

O DM integra numa única ferramenta várias funcionalidades de desenho e cálculo essenciais no projecto de uma linha de média tensão. Ao nível do desenho, uma vez importado o perfil e a planta parcelar resultante do trabalho topográfico, é possível desenhar os apoios, no perfil e planta, de acordo com o seu tipo construtivo e o desenho das curvas representativas dos condutores e cabos de guarda. O DM apresenta-se, também, como uma ferramenta de cálculo bastante poderosa, efectuando o cálculo mecânico associado aos condutores, aos apoios e armações e verificando a distância mínima entre condutores.

De modo a testar as funcionalidades desta aplicação, e tendo como base os cálculos analíticos antes efectuados, procedeu-se ao desenho da linha em estudo na aplicação SIT/DM. Salientemos duas das principais etapas na elaboração do projecto, com recurso a esta ferramenta:

- Desenho dos apoios, armações e condutores especificando a sua designação e características respectivas (figura 3.17);

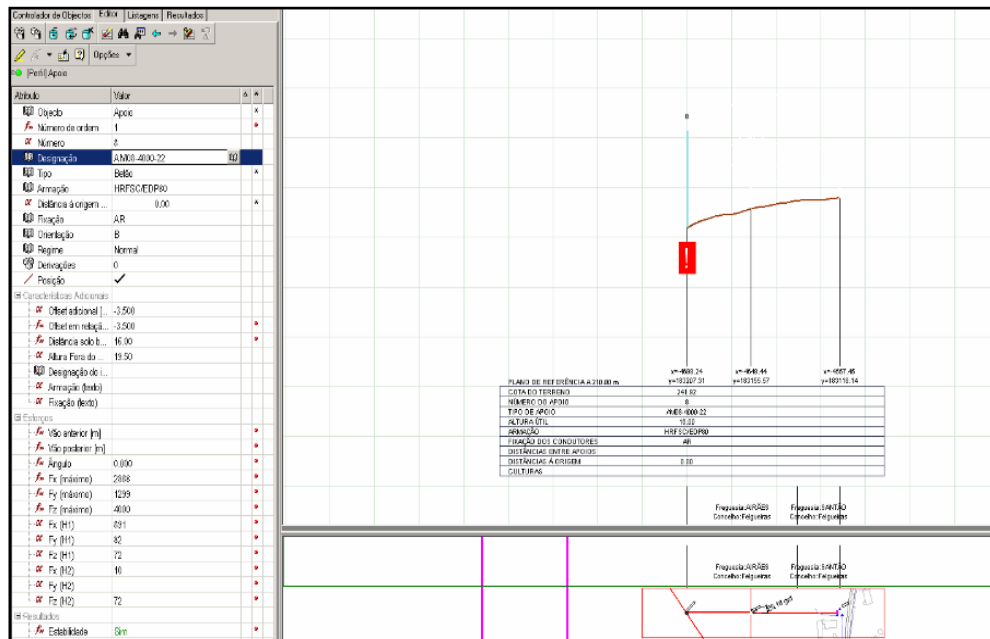


Figura 3.17 - Desenho dos apoios, armações e condutores em SIT/DM

- Verificação da estabilidade dos apoios, distância entre condutores ao solo e a objectos circundantes.

A título de exemplo optou-se por manter o apoio *MP04/1600* de 22 metros existente antes da derivação e verificar se este aguentava com os esforços impostos pela nova derivação (figura 3.18).

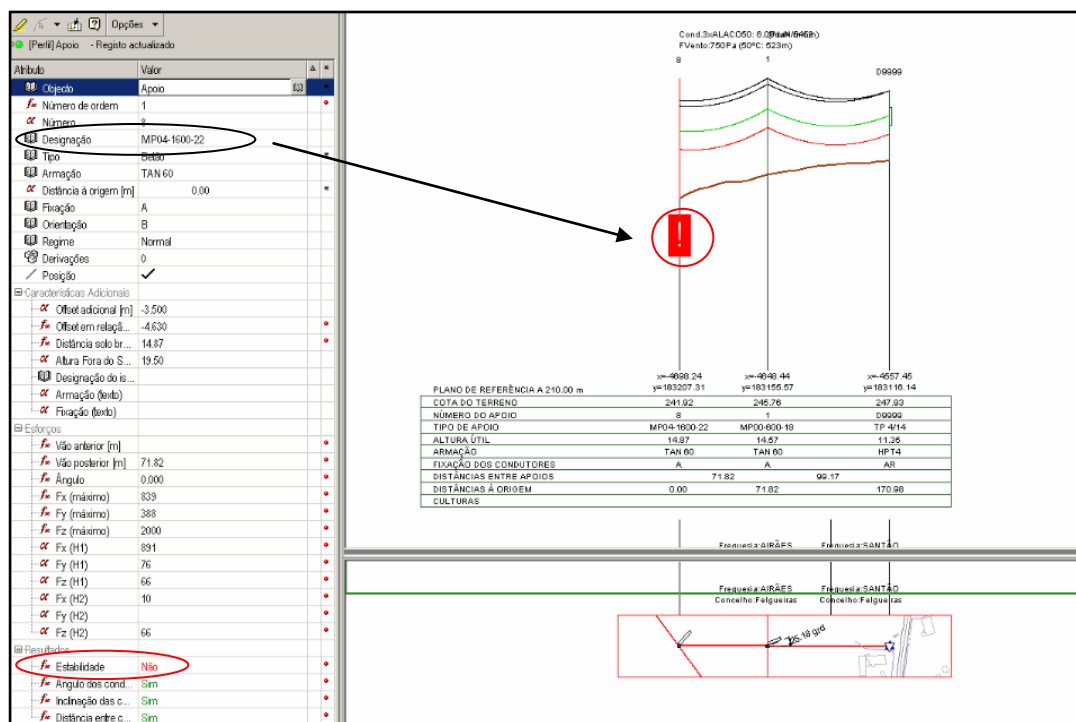


Figura 3.18 - Simulação em SIT/DM de manter o apoio *MP04/1600* de 22 metros

Como se pode verificar, e indo de encontro aos cálculos analíticos já realizados no capítulo 3.6.4., o apoio *MP04/1600* não suporta as solicitações a que está exposto. Os campos assinalados com um círculo vermelho na figura, indicam que o apoio não pode ser implementado na linha, porque não é estável.

Depois de verificadas as condições mecânicas e regulamentares em SIT/DM o projecto estará pronto a imprimir. No projecto impresso, deverá constar a designação dos apoios e das armações a implementar. Será fornecida uma vista aérea do local de implementação da linha e uma perspectiva de perfil onde são representados os ângulos que a linha faz em cada um dos apoios. O projecto na sua versão final, poderá ser consultado no anexo (Anexo E - “Planta Parcelar e Perfil Longitudinal da Linha MT a 15 kV Santo-Felgueiras”).

Depois de projectada a linha, segue-se a orçamentação e o seu licenciamento.

3.9- Licenciamento

O processo de licenciamento de uma linha aérea de média tensão, elaborado de acordo com a Portaria 401/56 [29], deverá ser constituído por três exemplares, em que cada um deles deverá incluir a memória descritiva e justificativa, uma planta geral contendo a linha a implementar e as linhas já existentes que derivam da linha principal (subestação, postos de transformação e seccionamento); deverá ainda incluir uma planta parcelar da linha projectada com um perfil longitudinal. A memória descritiva é a mais sucinta e objectiva possível, e não ocupa mais que uma página, como se pode constatar em anexo (ver Anexo F - “Memória Descritiva e Justificativa da Linha Santão-Felgueiras”). Deverá ser complementada pelos cálculos efectuados.

No caso de existirem travessias aéreas, sobre estradas nacionais, caminhos-de-ferro ou linhas de telecomunicação, será enviado para as entidades responsáveis um exemplar dos referidos no parágrafo anterior.

O pedido de licença será enviado ao Director da respectiva área da rede, acompanhado com o processo de licenciamento.

Capítulo 4

Aplicações Desenvolvidas no Âmbito do Projecto de Linhas Aéreas de Média Tensão

No âmbito do projecto de linhas aéreas de média tensão, e respondendo às solicitações por parte do Departamento onde estive inserido, tive a oportunidade de desenvolver algumas aplicações em Excel e Visual Basic visando automatizar alguns dos cálculos analíticos efectuados, e antes demonstrados. Assim as aplicações desenvolvidas na média tensão foram as seguintes:

- Aplicação “*Esforços_Apoio*”
- Aplicação “*Afastamento_Condutores*”

Neste capítulo pretende-se abordar estas duas aplicações, descrevendo a forma como foram “pensadas” e como funcionam. Os algoritmos foram suficientemente testados em diversos projectos, sendo que a aplicação “*Afastamento_Condutores*” foi mesmo adoptada, em definitivo, pelo “Departamento de Projecto e Construção”.

Ao longo deste capítulo, vou socorrer-me do projecto em estudo, já caracterizado no capítulo anterior, para ilustrar o funcionamento das aplicações.

4.1- Aplicação “*Esforços_Apoio*”

O principal desafio na elaboração de um projecto de linhas aéreas de média tensão, é a escolha dos apoios de acordo com os esforços a que vão estar sujeitos. Daqui surgiu o incentivo para o desenvolvimento de um algoritmo capaz de, automaticamente, escolher o apoio a implementar numa linha.

Na EDP Distribuição, existe uma aplicação em tudo semelhante, com o nome “*CALCULO LN MT*”. No entanto, esta apenas calcula os esforços a que o apoio vai estar sujeito, não apresentando automaticamente qual o apoio mais indicado. O utilizador teria assim de ir escolhendo os apoios e, para cada um deles, por tentativa-erro, eram verificadas as hipóteses de cálculo.

Uma vez traçados os objectivos da aplicação, estruturou-se a interface da mesma, de modo a ser a mais intuitiva possível (ver Anexo G - “Interface da Aplicação “*Esforços_Apoio*”).

Vamos exemplificar como procederíamos à inserção dos dados para a escolha do apoio de ângulo nº1 da linha em estudo, já caracterizada no capítulo 3.

De acordo com a função do apoio, o utilizador deverá preencher os campos respectivos. Como o apoio a calcular tem funções de ângulo, as células a preencher serão as que apresentam um fundo vermelho. Na imagem seguinte, apresento os campos a preencher consoante a função do apoio:

Preencher:			Tipo de Apoio
Linha Principal:			Linha Principal (S/N)
Diâmetro do cabo_Vão_2	0	mm	N
Secção_Vão_2	0	mm²	
Altura do Apoio	0	m	
Diâmetro do cabo_Vão_1	0	mm	
Secção_Vão_1	0	mm²	
Comprimento_Vão_1	0	m	
Comprimento_Vão_2	0	m	
Tensão de montagem_derivada	0	daN/mm²	
Tensão de montagem_Principal_1	0	daN/mm²	
Tensão de montagem_2	0	daN/mm²	
Linha Derivada			
Altura do Apoio / Altura do Apoio	18	m	
Diâmetro_cabo_Vão_2 / Diâmetro_cabo_derivada	9	mm	
Secção_Vão_2 / Secção_derivada	49,48	mm²	
Comprimento_Vão_1 / Comprimento_derivada	71,82	m	
Comprimento_Vão_2	99,17	m	
Tensão de montagem_2	6	daN/mm²	
Tensão de montagem_1 (=Tensão de montagem_derivada)	6	daN/mm²	
Secção_Vão_1	49,48	mm²	
Diâmetro do cabo_Vão_1	9	mm	

Diagrama de apoio: Um círculo vertical à direita do formulário indica o "Tipo de Apoio". O círculo está dividido em duas partes: a superior, com fundo verde, rotulada "Apoio de Alinhamento ou Ângulo", e a inferior, com fundo amarelo, rotulada "Apoio de Ângulo". Uma seta vermelha aponta para a parte superior do círculo, indicando a escolha do tipo de apoio.

Figura 4.1 - Inserção de dados na interface da aplicação “*Esforços_Apoio*” consoante o apoio

Depois de inseridos os dados da linha, será necessário preencher o campo correspondente ao ângulo que a linha S_1 faz com a linha S_2 , essencial para o cálculo de β_1 e β_2 . Para o apoio em ângulo, ou em alinhamento, o ângulo que as linhas fazem entre si foi representado pela letra C . Se fosse um apoio de alinhamento o valor deste ângulo seria de 180° .

No projecto em estudo o ângulo que as linhas fazem entre si no apoio nº1, foi já calculado no capítulo 3 e tem o valor de $157,338^\circ$.

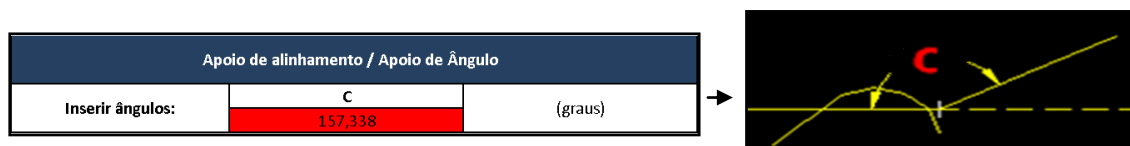


Figura 4.2 - Inserção do ângulo para o apoio de alinhamento/ângulo na interface da aplicação “Esforços_Apoio”

Se o apoio fosse de derivação, seria necessário introduzir dois ângulos, respectivos ao ângulo que a linha S_1 faz com a linha derivada S_d (B), e que esta faz com a linha S_2 (A).

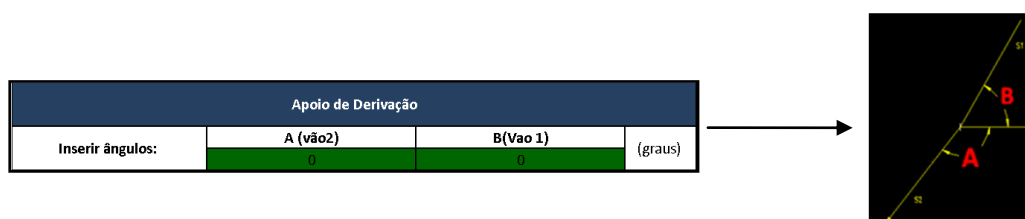


Figura 4.3 - Inserção do ângulo para o apoio de derivação na interface da aplicação “Esforços_Apoio”

A partir deste momento o utilizador termina a inserção de dados e pressiona o botão “Calcular Apoio”. Para a linha em estudo, e para o apoio de ângulo nº1, os resultados obtidos pela aplicação e pelo cálculo analítico foram idênticos. A figura seguinte demonstra isso mesmo.

Preencher:		Cálculo de Esforços				Apoio Metálico	Apoio Betão
Apoio de alinhamento / Apoio de Ângulo		Cálculo de ângulos		Hip. 1		Apoio	Apoio
Inserir ângulos:	C	(graus)		Cálculo de esforços		RS 9	MP00-600/260-18
	157,338						
	*1						

Figura 4.4 - Resultados obtidos para o apoio de ângulo na aplicação “Esforços_Apoio”

Tabela 4.1 – Resultados analíticos obtidos para o apoio de ângulo

Apoio			Esforços					
nº	Referência	Altura (m)	Hipótese 1			Hipótese 2		
			F_y (daN)	F_x (daN)	F_z (daN)	F_y (daN)	F_x (daN)	F_z (daN)
1	MP00 – 600/260	18	467,54	0	14,42	-	-	-

Assim, supondo um apoio de ângulo, o algoritmo implementado em Visual Basic apresenta a seguinte sequência de cálculo:

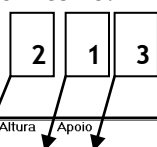
- Determinação do valor da pressão dinâmica do vento (q) e do coeficiente de forma (c) em função da altura do apoio e do diâmetro dos condutores respectivamente;
- Cálculo do esforço unitário devido ao vento em cada uma das linhas, w_1 e w_2 ;
- Cálculo dos ângulos β_1 (ângulo que a linha S_1 faz com a origem do eixo definido) e β_2 (ângulo que a linha S_2 faz com a origem do eixo definido) de acordo com as expressões já referidas no capítulo 3.6.3 para apoios de ângulo;
- Cálculo dos esforços aplicados ao apoio, de acordo com as expressões presentes no capítulo 3.6.3 para apoios de ângulo na hipótese 1;
- Escolha do apoio metálico de acordo com a soma das forças F_x e F_y ;
- Escolha do apoio de betão, de acordo com a equação das linhas vectoriais de cada apoio e da altura do mesmo, representativas do seu diagrama de esforços.

Para a escolha do apoio de betão, foi necessário inserir, na folha de cálculo, todos os apoios existentes no catálogo da *Cavan* com os parâmetros F_{ya} e F_{xa} das equações das linhas vectoriais dos diagramas de esforços de cada apoio. Os parâmetros F_{yb} e F_{xb} aplicam-se na equação das linhas vectoriais para a hipótese 2 (apenas testada para apoios de derivação e reforço).

Sabendo os valores de F_x e F_y já calculados, obtém-se o resultado das expressões das linhas vectoriais, aplicando a fórmula seguinte:

$$\frac{F_y}{F_{ya}} + \frac{F_x}{F_{xa}} < 1 \quad (4.1)$$

Se a expressão for verdadeira e a altura do apoio em causa for igual ou superior à inserida pelo utilizador, então o apoio está encontrado. A imagem seguinte demonstra isso mesmo:



Designação	Alt. Total	Alt. Fora Solo	Bet./Met.	Fz	Fxa	Fya	Fxb	Fyb	Peso	Hip1	Esforço	Altura	Apoio
MP00-400/220-14	14,0	12,1 B	2000,00	220,00	400,00	198,00	109,00	1700,00	1,168856982				0
MP00-400/220-16	16,0	13,9 B	2000,00	220,00	400,00	147,00	81,00	2200,00	1,168856982				0
MP00-400/220-18	18,0	15,7 B	2000,00	220,00	400,00	91,00	50,00	2760,00	1,168856982		Verdadeiro		0
MP00-600/260-16	16,0	13,9 B	2000,00	320,00	600,00	394,00	178,00	2240,00	0,779237988	Verdadeiro			0
MP00-600/260-18	18,0	15,7 B	2000,00	320,00	600,00	276,00	147,00	2800,00	0,779237988	Verdadeiro	Verdadeiro		MP00-600/260-18
MP00-600/260-20	20,0	17,5 B	2000,00	320,00	600,00	212,00	113,00	3440,00	0,779237988	Verdadeiro	Verdadeiro		MP00-600/260-20
MP00-600/260-22	22,0	19,5 B	2000,00	320,00	600,00	142,00	76,00	4160,00	0,779237988	Verdadeiro	Verdadeiro		MP00-600/260-22

Figura 4.5 - Verificação das condições “Altura” e “Esforço” na aplicação “Esforços_Apoio”

Como se constata na imagem anterior os apoios foram inseridos por ordem crescente de altura e de esforço suportado à cabeça. Assim o primeiro apoio inserido, o MP00 – 400/220 – 14, por ter uma altura de 14 metros nunca poderia ser escolhido, daí a condição “Altura” não apresentar o valor “Verdadeiro” (1). No entanto mesmo que a altura fosse de 18 metros, o apoio não aguentaria o esforço a que era sujeito, logo o campo “Esforço” não apresenta o valor “Verdadeiro”(2). Como as condições “Altura” e “Esforço” não se verificam, o apoio não

é escolhido, não pertencendo à lista de apoios a poder ser implementado na linha (3). O primeiro apoio em que as condições “Esforço” e “Altura” se verificam simultaneamente é o MP00 – 600/260 – 18, sendo este, o apoio colocado na interface do utilizador. Apesar deste apoio ser o mais indicado, existem outros, como por exemplo os dois seguintes (ver figura 4.5 assinalado com um circulo de cor vermelha) que poderão ser também empregues. O algoritmo apresenta todos os apoios possíveis a aplicar na linha em causa na folha “Alinhamento_Ângulo”.

Apoio Alinhamento/Ângulo
MP00-600/260-18
MP00-600/260-20
MP00-600/260-22
MP01-800/320-18
MP01-800/320-20
MP01-800/320-22
MP02-1000/370-18
MP02-1000/370-20
MP02-1000/370-22
MP02-1000/370-24
MP02-1000/370-26
MP02-1200/410-18
MP02-1200/410-20

Figura 4.6 - Apoios possíveis presentes na folha “Alinhamento_Ângulo” da aplicação “Esforços_Apoio”

Apesar da exemplificação anterior se centrar num apoio com funções de ângulo/alinhamento, o mesmo raciocínio se aplicaria aos restantes tipos de apoios. A única diferença estaria no facto de ser necessário efectuar o teste de mais uma hipótese de cálculo: a hipótese 2 para cada apoio. Para o apoio de derivação n° 8 da linha em estudo os resultados obtidos pela aplicação são apresentados na figura seguinte.

Cálculo de ângulos		Híp. 1 Cálculo de esforços		Apoio	Apoio	Híp. 2 Cálculo de esforços	
β_1	0,02 (graus)	Fy	1180,293533 daN	RS 22	AM08-4000/1320-22	Fy	714,7 daN
β_2	179,98 (graus)	Fx	528,2723299 daN			Fx	561,6 daN
β_d	233,62 (graus)	Fz	352,088163 daN				
		FyxFxFz	2060,654026 daN				

Figura 4.7 - Resultados obtidos para o apoio de derivação na aplicação “Esforços_Apoio”

Comparando estes resultados com os resultados analíticos antes obtidos (apresentados na tabela 4.2), constata-se que o valor das forças aplicadas ao apoio na hipótese 1 e 2 obtidas analiticamente e pela aplicação aproximam-se, não sendo contudo iguais, devido a aproximações efectuadas.

Tabela 4.2 – Resultados analíticos obtidos para o apoio de derivação

Apoio			Esforços					
n°	Referência	Altura (m)	Hipótese 1			Hipótese 2		
			F_y (daN)	F_x (daN)	F_z (daN)	F_y (daN)	F_x (daN)	F_z (daN)
8	AM08 – 4000/1320	22	1179,99	529,95	352,08	714,74	561,51	352,08

Relativamente ao apoio que suporta o PT (D9999), sendo um apoio de fim de linha, sabe-se à partida que o algoritmo iria dar um apoio que sustentasse esforços inferiores ao que realmente foi colocado na linha, uma vez que o programa não considera o esforço provocado pelo P.T. sobre o apoio. Posto isto introduziu-se os dados respectivos ao apoio fim de linha e calculou-se o a apoio a adoptar (figura 4.8).

				Hip. 1					
Apoio de fim de Linha				Cálculo de esforços		Apoio		Apoio	
				Fy	70,92132633	daN	RS 15	MP03-1400/480-14	
				Fx	890,64	daN			
				Fy+Fx	961,5613263	daN			

Figura 4.8 - Resultados obtidos para o apoio fim de linha na aplicação “Esforços_apoio”

Comparando com os resultados analíticos (apresentados na tabela 4.3) conclui-se o seguinte: em termos de esforços, F_y e F_x apresentam-se com os mesmos valores pelos dois métodos. No entanto o apoio escolhido pelo algoritmo foi o MP03 – 1400/480 diferente do especificado pela EDP para os apoios destinados a suportar postos de transformação aéreos. Se consultarmos a folha “Fim_de_Linha”, podemos constatar que o apoio MM04 – 2250/740 é o quarto da lista, ou seja os três apoios anteriores a este, são mais indicados para o esforço imposto, não se afastando muito do exigido. Tendo em conta que o apoio vai suportar um P.T., justifica-se a escolha deste.

Tabela 4.3 – Resultados analíticos obtidos para o apoio fim de linha

Apoio			Esforços					
n°	Referência	Altura (m)	Hipótese 1			Hipótese 2		
			F_y (daN)	F_x (daN)	F_z (daN)	F_y (daN)	F_x (daN)	F_z (daN)
D9999	TP4 (MM04 – 2250/740)	14	70,80	890,64	25,09	-	-	-

Apoio Fim de Linha
MP03-1400/480-14
MP04-1600/540-14
MP04-1600/540-16
MM04-2250/740-14
MM04-2250/740-16
MM04-2250/740-18
MM04-2250/740-20
MM04-2250/740-22
MM04-2250/740-24
MM04-2250/740-26
MM06-2750/960-14
MM06-2750/960-16
MM06-2750/960-18
MM06-2750/960-20

Figura 4.9 - Apoios possíveis presentes na folha “Fim_de_Linha” da aplicação “Esforços_Apoio”

Note-se que no programa desenvolvido, não é calculado o esforço vertical (F_z), uma vez que, segundo o R.S.L.E.A.T. [7], para apoios de betão o seu cálculo é desnecessário.

4.2- Aplicação “Afastamento_Condutores”

Segundo o R.S.L.E.A.T. [7], uma das especificações que um projecto de uma linha aérea de média tensão deve respeitar é a distância entre condutores. É exigida uma distância tal que os condutores nus ao oscilarem com o vento não se aproximem perigosamente uns dos outros. A distância entre condutores é calculada em função da flecha máxima e da tensão nominal da linha em estudo.

O objectivo desta aplicação será o cálculo da distância mínima regulamentar entre condutores, e consoante esta, obter as armações a adoptar em cada vão da linha em projecto. Para uma melhor descrição do algoritmo, vamos adoptar, como tem sido hábito, o exemplo da linha em estudo.

A aplicação “Afastamento_Condutores”, apresenta uma interface bastante simples e intuitiva. Os campos coloridos a cinza, devem ser preenchidos pelo utilizador, sendo os restantes calculados pelo algoritmo, como se pode observar na figura seguinte:

Tipo de armação Normal	Altura do Apoio (m)	Tensão mínima (T _{min}) (daN/mm ²)	Diâmetro do condutor (mm)	Secção do condutor (mm ²)	Comprimento do vão (m)	Peso Próprio do cabo - w (daN/m)	Módulo de Elasticidade - E (daN/mm ²)	Coefficiente de Dilatação (α) (°C ⁻¹)	Tensão da Linha - U (kV)	Estado mais desfavorável	Tensão máxima	Flecha máxima	Distância mínima regulamentar
HWFSC	22	6	9	49,49	71,92	0,1697	7940	0,000019	15	Pitavento	1,788094669	1,223857212	0,574045236

Armação TAN Personalizada	
Altura (m)	
Comprimento (m)	

Zona Contorno (N/N)		Gelo (N/N)	
1)		1)	
		Espessura da manga de gelo	

CALCULAR

ARMAÇÃO TAN POSSÍVEL	ARMAÇÃO POSSÍVEL
	HP14
	HWFSC
	TAN
	GAN
	TAL
	GAL
	VAN

Figura 4.10 - Interface da aplicação “Afastamentos_Condutores”

O objectivo primordial da aplicação é determinar a armação a ser utilizada no fim do vão de uma linha, sendo que esta depende da armação escolhida para o início do vão, daí se justificar a introdução do campo “Tipo de armação Normal”, que subentende a armação inicial a ser colocada no primeiro apoio do vão. Os restantes campos caracterizam a linha relativa ao vão em estudo, excluindo um deles, o campo “Armação TAN personalizada” que não necessita de ser preenchido para já, e a sua utilidade será descrita mais à frente.

O algoritmo implementado, em Visual Basic, baseia-se no procedimento de cálculo para a obtenção da flecha máxima dos condutores, já abordado no capítulo 3.6.2.. Assim o

algoritmo para obter a flecha máxima dos condutores adopta a estrutura apresentada no fluxograma seguinte:

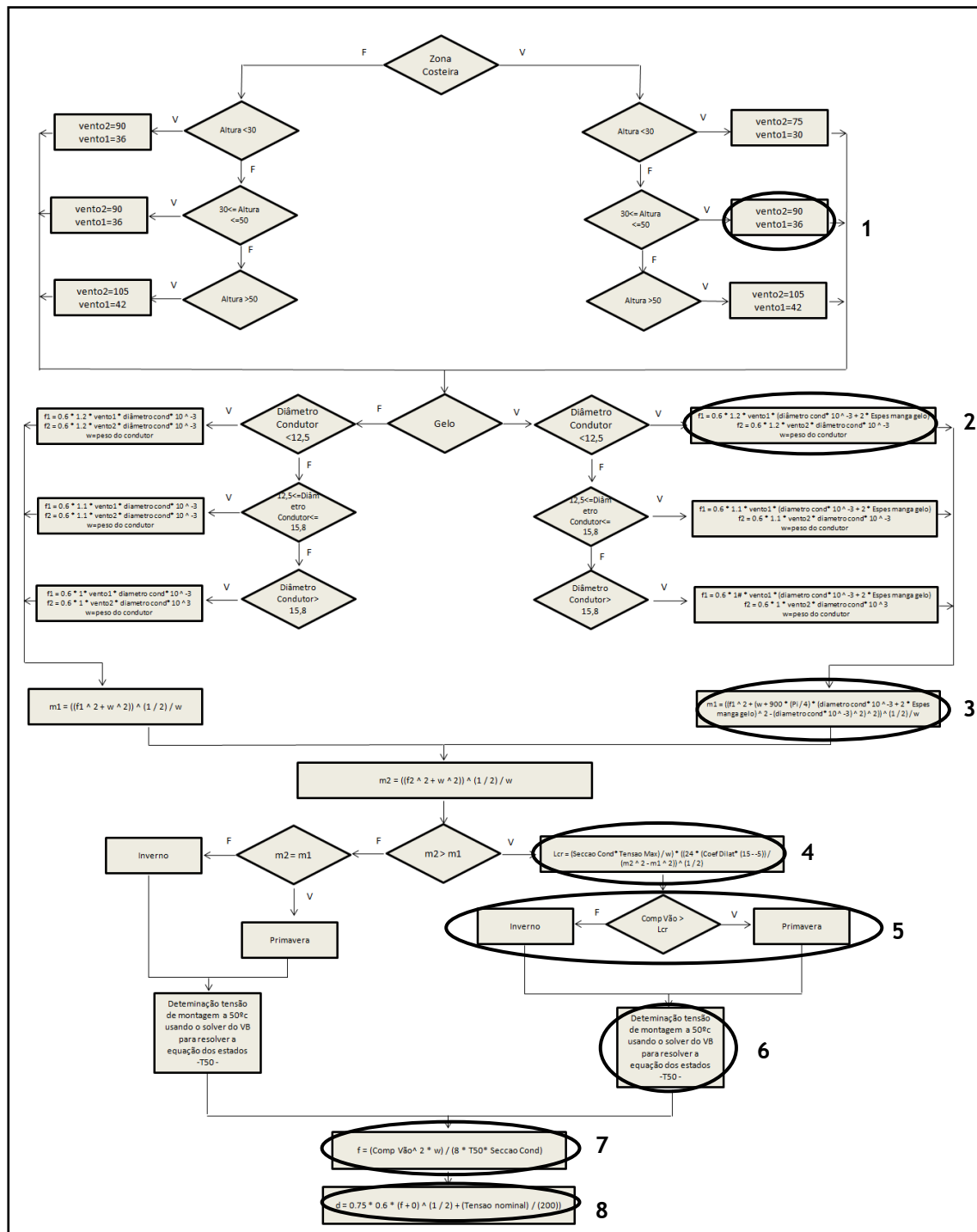


Figura 4.11 - Fluxograma para a obtenção da flecha máxima na aplicação “Afastamentos_Condutores”

Em termos gerais, a sequência de execução será a seguinte:

- Determinar a pressão dinâmica do vento (q) em função da altura do apoio e da zona de implementação da linha (costeira ou não), para os estados de primavera e inverno (1);
- Calcular a força devido à acção do vento nos dois estados atmosféricos F_1 (Inverno) e F_2 (Primavera). No estado de Inverno considerar a presença de manga de gelo se existir para o cálculo de F_1 . Em ambos os estados considerar o diâmetro do condutor para determinar o coeficiente de forma (c) (2);
- Calcular o coeficiente de sobrecarga para ambos os estados atmosféricos, m_1 e m_2 . Para o cálculo de m_1 , considerar, se existir, a presença de gelo na linha e a correspondente espessura da manga de gelo (3);
- Calcular o vão crítico (Lcr) (4);
- Determinar o estado mais desfavorável (Primavera ou Inverno) em função do coeficiente de sobrecarga e do vão crítico (5);
- Calcular a tensão de montagem dos condutores (T50) no estado atmosférico mais desfavorável, recorrendo à equação dos estados e à função Solver em Visual Basic para chegar ao seu valor (6);
- Determinar a flecha máxima (f) dos condutores em função da tensão de montagem no estado mais desfavorável, do peso próprio do condutor, do comprimento do vão e da secção do condutor (7);
- Depois de determinada a flecha máxima dos condutores, determinar a distância regulamentar entre condutores (d), através da fórmula presente no R.S.L.E.A.T. artigo 31^o (8).

A etapa final do algoritmo centraliza-se na determinação da próxima armação a utilizar, sabendo a anterior de modo a respeitar a distância regulamentar entre condutores. Ou seja, na linha específica em estudo, mais concretamente no primeiro vão, de 71,82 metros, pretende-se determinar que armação se deve utilizar, de modo a respeitar a distância regulamentar entre condutores, sabendo que armação inicial é uma HRFSC. Para superar este objectivo, recorreu-se ao *AUTOCAD* e desenhou-se cuidadosamente todas as armações com as dimensões devidas (ver figura 4.12):

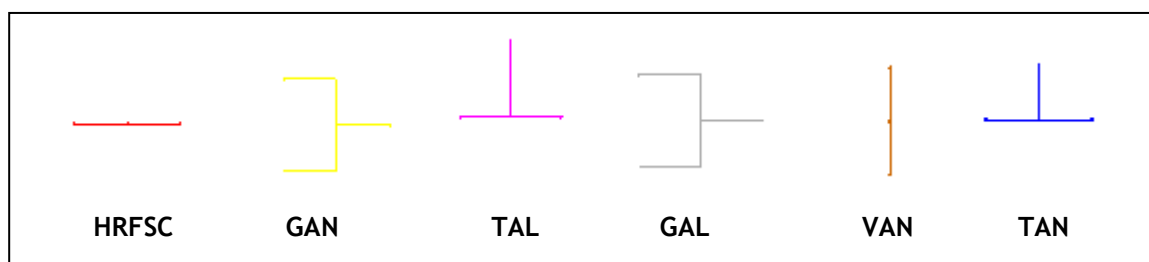
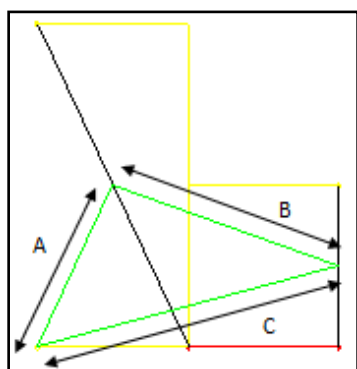


Figura 4.12 - Desenho das armações em AUTOCAD

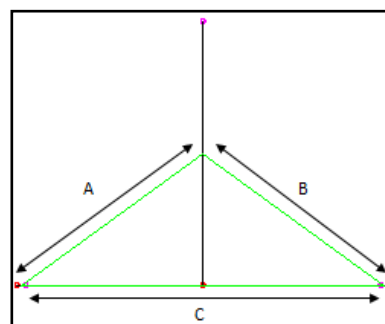
Uma vez desenhadas as armações, será necessário determinar, para as várias combinações possíveis, a distância mínima entre condutores a meio vão. Assim, supondo o exemplo da armação horizontal HRFSC, sobrepõe-se sobre esta armação, a cada uma das armações em cima representadas e traçam-se as ligações dos 3 condutores, medindo-se a distância entre condutores a meio de cada linha.

Nas figuras seguintes são apresentadas as várias combinações possíveis com a armação HRFSC, sendo que a linha apresentada a preto representa os condutores e a linha a verde a distância entre os condutores a meio vão.



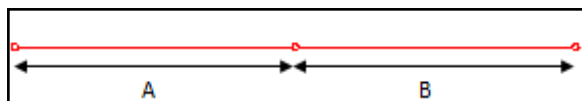
$$\begin{aligned} A &= 0,870 \text{ m} \\ B &= 1,379 \text{ m} \\ C &= 1,809 \text{ m} \end{aligned}$$

Figura 4.13 - Sobreposição das armações HRFSC e GAN



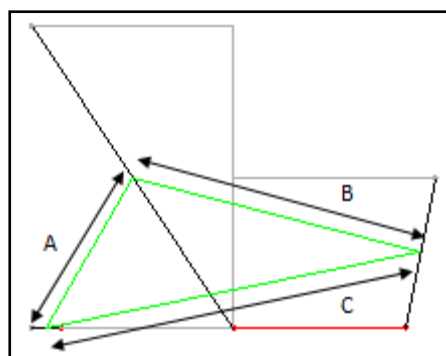
$$\begin{aligned} A &= 1,067 \text{ m} \\ B &= 1,067 \text{ m} \\ C &= 1,730 \text{ m} \end{aligned}$$

Figura 4.14 - Sobreposição das armações HRFSC e TAL



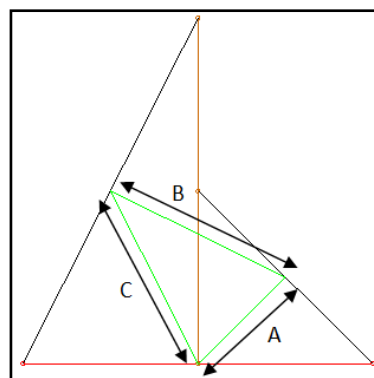
$$\begin{aligned} A &= 0,885 \text{ m} \\ B &= 0,885 \text{ m} \end{aligned}$$

Figura 4.15 - Sobreposição de duas armações HRFSC



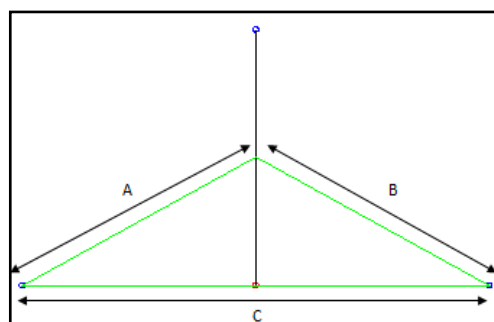
$$\begin{aligned} A &= 0,870 \text{ m} \\ B &= 1,524 \text{ m} \\ C &= 1,956 \text{ m} \end{aligned}$$

Figura 4.16 - Sobreposição das armações HRFSC e GAL



$$\begin{aligned} A &= 0,622 \text{ m} \\ B &= 0,987 \text{ m} \\ C &= 0,980 \text{ m} \end{aligned}$$

Figura 4.17 - Sobreposição das armações HRFSC e VAN



$$\begin{aligned} A &= 1,001 \text{ m} \\ B &= 1,001 \text{ m} \\ C &= 1,770 \text{ m} \end{aligned}$$

Figura 4.18 - Sobreposição das armações HRFSC e TAN

Das várias combinações anteriores retira-se para cada uma delas, a distância mínima entre condutores, que neste caso foi representada pela letra *A*. Se armação inicial escolhida pelo utilizador for a HRFSC, a armação seguinte escolhida será a que apresentar uma distância mínima entre condutores (*A*) inferior à distância regulamentar.

Do mesmo modo que se calculou a distância mínima entre condutores para a armação HRFSC, fez-se o mesmo para as restantes armações. Apresenta-se em baixo, a tabela 4.4, onde o algoritmo, de acordo com a armação inicial, percorre os valores especificados por *D* (representa a distância mínima entre condutores para cada combinação de armações) para essa armação e compara com a distância regulamentar. Se o valor de *D* for inferior à distância regulamentar, então é possível utilizar a armação descrita na coluna “Armação possível” da tabela 4.4..

Tabela 4.4 – Distância mínima entre condutores para as diversas combinações de armações

Armação utilizada	Armação possível	D (m)	Armação utilizada	Armação possível	D (m)	Armação utilizada	Armação possível	D (m)
HPT4	HPT4	0,885	HRFSC	HPT4	0,885	TAN	HPT4	1,00147
	HRFSC	0,885		HRFSC	0,885		HRFSC	1,00147
	TAN	1,00147		TAN	1,00147		TAN	1,289
	GAN	0,8708		GAN	0,8708		GAN	1,296
	TAL	1,067		TAL	1,067		TAL	1,394
	GAL	0,8708		GAL	0,8708		GAL	1,296
	VAN	0,6222		VAN	0,6222		VAN	0,4436
Armação utilizada	Armação possível	D (m)	Armação utilizada	Armação possível	D (m)	Armação utilizada	Armação possível	D (m)
GAN	HPT4	0,86579	TAL	HPT4	1,067	GAL	HPT4	0,8708
	HRFSC	0,86579		HRFSC	1,067		HRFSC	0,8708
	TAN	1,29325		TAN	1,394		TAN	1,296
	GAN	1,5		GAN	1,438		GAN	1,5
	TAL	1,438		TAL	1,508		TAL	1,438
	GAL	1,5		GAL	1,438		GAL	1,5
	VAN	1,201		VAN	1,394		VAN	1,315
			Armação utilizada	Armação possível	D (m)			
			VAN	HPT4	0,6222			
				HRFSC	0,6222			
				TAN	0,4436			
				GAN	1,201			
				TAL	1,394			
				GAL	1,315			
				VAN	0,875			

Para além das armações ditas “normais”, é comum alterar-se as dimensões da armação TAN de modo a cumprir os requisitos regulamentares. Daí a colocação de dois parâmetros na interface principal da aplicação que se destinam ao preenchimento por parte do utilizador, para que este possa colocar as novas dimensões da TAN, descrita na aplicação como “*Armação TAN personalizada*”.

Armação TAN Personalizada
Altura (m)
Largura (m)

Figura 4.19 - Dimensões da armação TAN personalizada

Foi necessário criar expressões que permitissem calcular a distância mínima entre condutores, para cada combinação, entre a “*TAN Personalizada*” e outra armação qualquer. Seguidamente apresentam-se as fórmulas criadas, sendo que, nas expressões, *a* representa a largura, e *c* a altura da TAN, ambas introduzidas pelo utilizador na interface inicial.

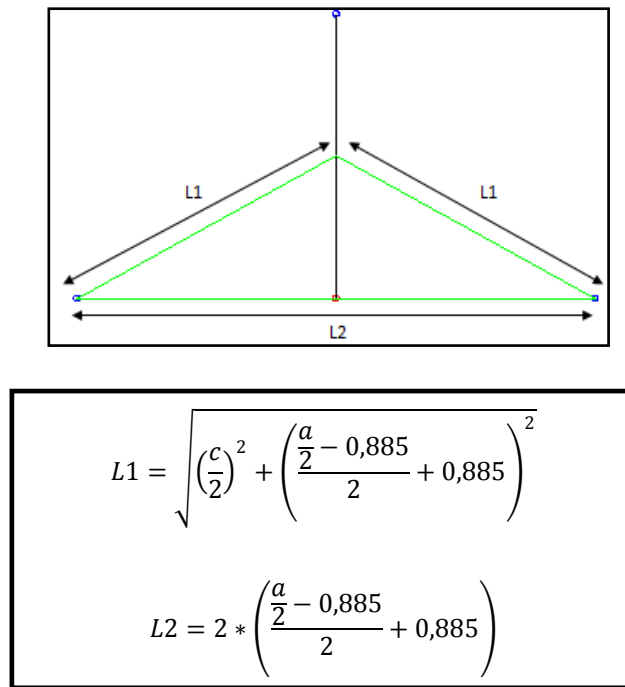
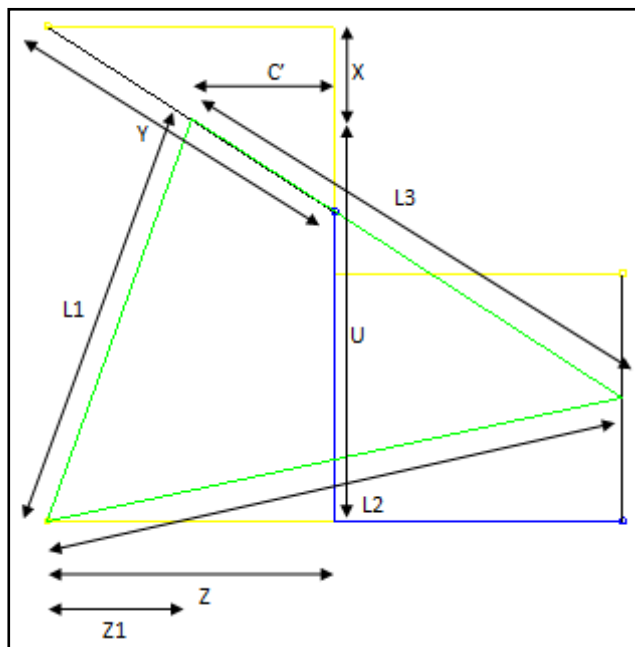


Figura 4.20 - Sobreposição das armações “TAN Personalizada” e HPT4/HRFSC



$$L1 = \sqrt{U^2 + Z1^2}$$

$$U = \left| \frac{1,5 - c}{2} + c \right|$$

$$Z1 = |Z - C'|$$

$$Z = \left| \frac{\frac{a}{2} - 0,885}{2} + 0,885 \right|$$

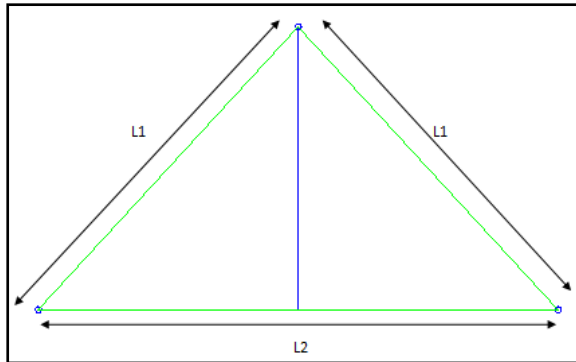
$$C' = \sqrt{\left(\frac{Y}{2}\right)^2 - \left(\frac{1,5 - c}{2}\right)^2}$$

$$Y = \sqrt{(1,5 - c)^2 + 0,885^2}$$

$$L2 = \sqrt{(Z * 2)^2 + \left(\frac{0,75}{2}\right)^2}$$

$$L3 = \sqrt{((Z * 2) - Z1)^2 + \left(U - \frac{0,75}{2}\right)^2}$$

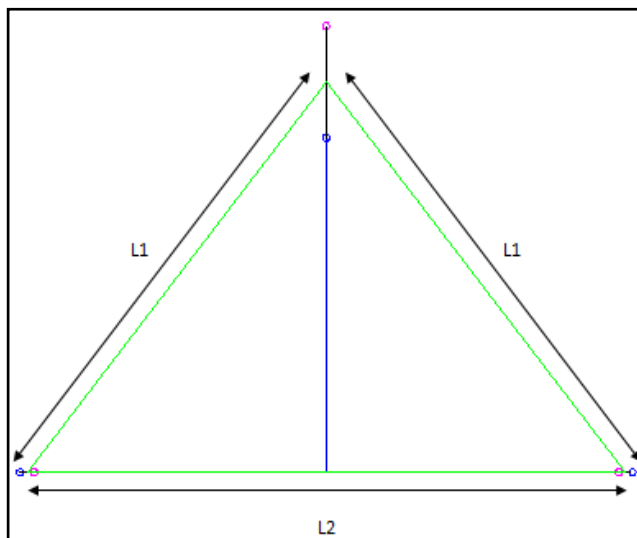
Figura 4.21 - Sobreposição das armações “TAN Personalizada” e GAN



$$L1 = \sqrt{\left(\frac{c - 0,9375}{2} + 0,9375\right)^2 + \left(\frac{\frac{a}{2} - 0,885}{2} + 0,885\right)^2}$$

$$L2 = 2 * \left(\frac{\frac{a}{2} - 0,885}{2} + 0,885\right)$$

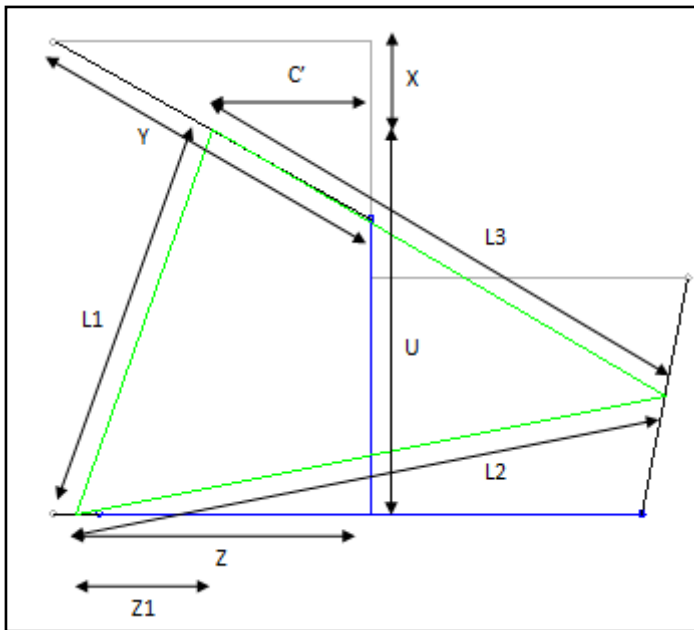
Figura 4.22 - Sobreposição das armações “TAN Personalizada” e TAN



$$L1 = \sqrt{\left(\left|\frac{c - 1,25}{2}\right| + c\right)^2 + \left(\left|\frac{\frac{a}{2} - 0,845}{2}\right| + 0,845\right)^2}$$

$$L2 = 2 * \left(\left|\frac{\frac{a}{2} - 0,845}{2}\right| + 0,845\right)$$

Figura 4.23 - Sobreposição das armações “TAN Personalizada” e TAL



$$L1 = \sqrt{U^2 + Z1^2}$$

$$U = \left| \frac{1,5 - c}{2} + c \right|$$

$$Z1 = |Z - C'|$$

$$Z = \left| \frac{\frac{a}{2} - 1,035}{2} + 1,035 \right|$$

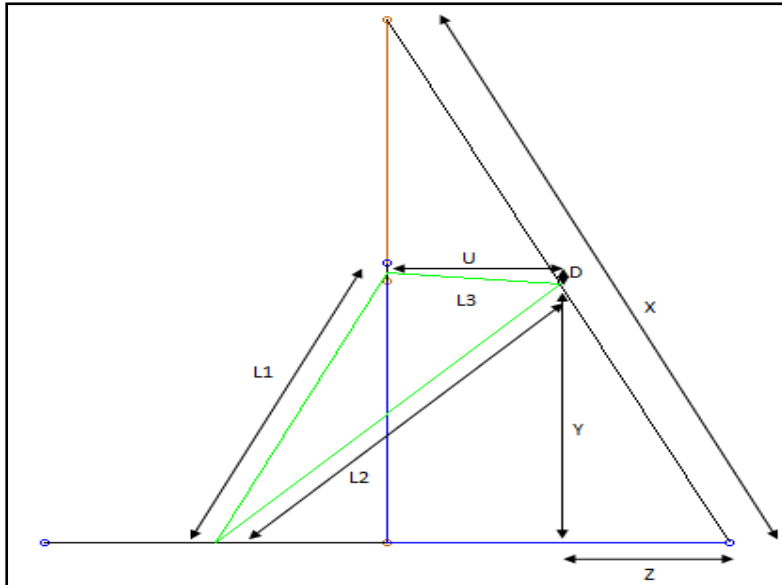
$$C' = \sqrt{\left(\frac{Y}{2}\right)^2 - \left(\frac{1,5 - c}{2}\right)^2}$$

$$Y = \sqrt{(1,5 - c)^2 + 1,035^2}$$

$$L2 = \sqrt{(Z * 2)^2 + \left(\frac{0,75}{2}\right)^2}$$

$$L3 = \sqrt{((Z * 2) - Z1)^2 + \left(U - \frac{0,75}{2}\right)^2}$$

Figura 4.24 - Sobreposição das armações "TAN Personalizada" e GAL



$$L1 = \sqrt{Y^2 + \left(\frac{a}{4}\right)^2}$$

$$X = \sqrt{\left(\frac{a}{2}\right)^2 + 1,750^2}$$

$$Y = \frac{|c - 0,875|}{2} + 0,875$$

$$Z = \sqrt{\left(\frac{X}{2}\right)^2 + Y^2}$$

$$U = a - Z$$

$$L2 = \sqrt{\left(U + \frac{a}{2}\right)^2 + Y^2}$$

$$D = \frac{X}{2} - Y$$

$$L3 = \sqrt{D^2 + U^2}$$

Figura 4.25 - Sobreposição das armações “TAN Personalizada” e VAN

Os resultados das armações a utilizar são colocados nos dois campos a verde da interface, como se pode ver pela figura seguinte:

ARMAÇÃO TAN POSSÍVEL	ARMAÇÃO POSSÍVEL

Figura 4.26 - Campo da interface com o resultado das possíveis armações a utilizar

O campo “ARMAÇÃO TAN POSSÍVEL” indica se a armação TAN, com as medidas personalizadas que o utilizador introduziu, pode ser aplicada no segundo apoio do vão. No espaço destinado à “ARMAÇÃO POSSÍVEL” são colocadas todas as armações que se podem aplicar no vão caracterizado.

Na figura seguinte é apresentado um fluxograma que ilustra o modo como o algoritmo funciona para chegar à armação a utilizar no vão 1 da linha em estudo:

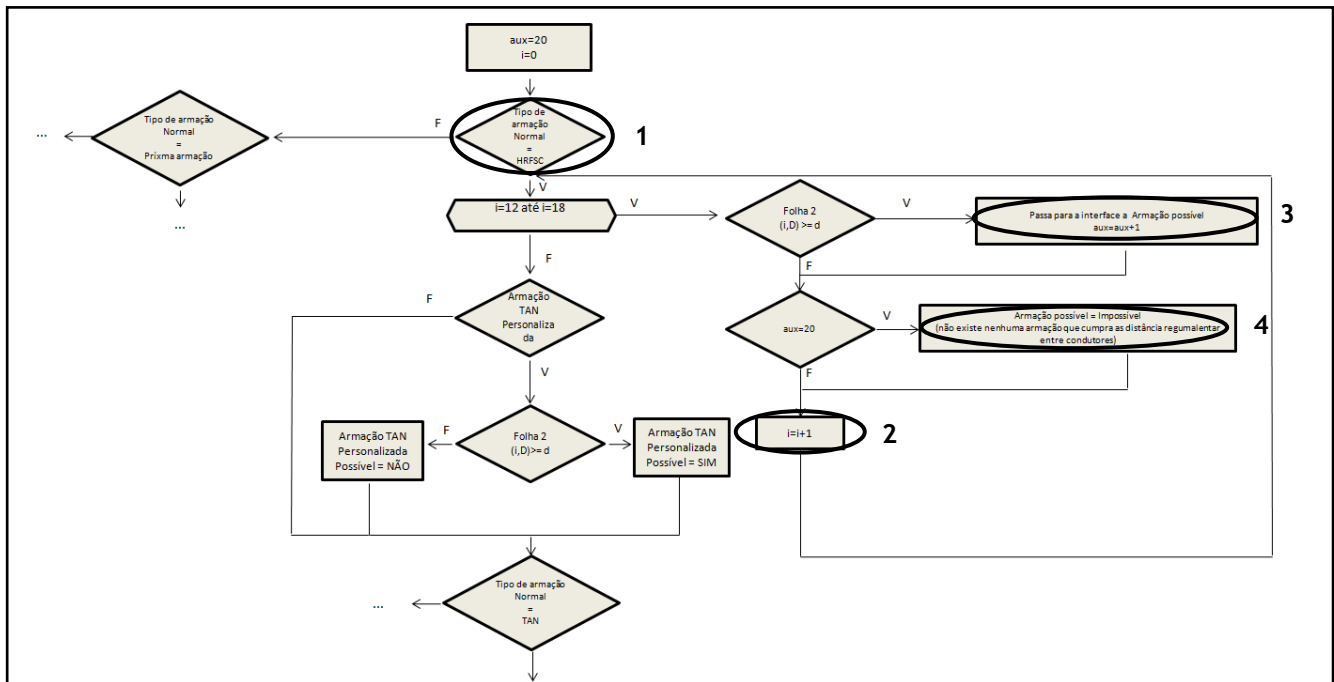


Figura 4.27 - Fluxograma para a obtenção da armação a utilizar na aplicação “Afastamentos_Condutores”

O algoritmo implementado, depois de introduzido a armação inicial do vão, a HRFSC, percorre a tabela 4.4. até encontrar a armação correspondente (1). As combinações com a armação HRFSC são percorridas com a ajuda do contador i que é incrementado a cada combinação possível (2). A variável aux é incrementada sempre que a distância entre condutores relativa à combinação apontada pelo vector i for inferior ou igual à distância regulamentar (3). Se, no final do ciclo, a variável aux permanecer com o valor 20, então nenhuma combinação com a armação HRFSC cumpre a distância regulamentar entre condutores (4).

Se o utilizador optar por testar uma TAN com medidas personalizadas, então o algoritmo realiza o mesmo teste, mas apenas para a combinação HRFSC e TAN Personalizada.

Para comprovar a credibilidade da aplicação, vamos exemplificar as suas funcionalidades, recorrendo à linha em estudo do concelho de Felgueiras.

Depois de introduzidos os dados relativos ao primeiro vão da linha, pressiona-se o botão “calcular” e obtêm-se os resultados apresentados em baixo para o estado mais desfavorável e para as possíveis armações a colocar no segundo apoio de cada vão:

<i>Estado mais desfavorável</i>	<i>Tensão máxima</i>	<i>Flecha máxima</i>	<i>Distância mínima regulamentar</i>
<i>Primavera</i>	<i>1,798034669</i>	<i>1,229857813</i>	<i>0,574045296</i>

ARMAÇÃO POSSÍVEL
HPT4
HRFSC
TAN
GAN
TAL
GAL
VAN

Figura 4.28 - Resultados obtidos pela aplicação “Afastamento_Condutores” para o primeiro vão da linha Santão-Felgueiras

<i>Estado mais desfavorável</i>	<i>Tensão máxima</i>	<i>Flecha máxima</i>	<i>Distância mínima regulamentar</i>
<i>Primavera</i>	<i>1,870937509</i>	<i>2,253530855</i>	<i>0,750529421</i>

ARMAÇÃO POSSÍVEL
HPT4
HRFSC
TAN
GAN
TAL
GAL

Figura 4.29 - Resultados obtidos pela aplicação “Afastamento_Condutores” para o segundo vão da linha Santão-Felgueiras

Recorde-se que o cálculo analítico tinha conduzido aos resultados mostrados na tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Resultados analíticos obtidos para os dois vãos da linha Santão-Felgueiras

Vão	Comprimento (m)	Estado mais desfavorável	Tensão de montagem nas condições de flecha máxima (daN/mm ²)	Flecha máxima (m)
1	71,82	Primavera	1,788	1,229
2	99,17	Primavera	1,860	2,253

Da análise dos resultados, por ambos os métodos, constatámos que os resultados obtidos para a tensão de montagem e para a flecha máxima são praticamente iguais.

Relativamente à armação escolhida para os apoios, no capítulo 3, optou-se por escolher para o apoio nº1, uma TAN. Ora na aplicação, sendo a armação inicial (do apoio nº8) a HRFSC,

qualquer armação poderá ser aplicada no apoio nº1, pois todas elas respeitam a distância regulamentar entre condutores. No segundo vão, sabendo que armação inicial é uma TAN, e que a final vai ter de ser a HPT4, uma vez que se trata do apoio que vai suportar o PT, comprova-se pelo programa que, para este vão, as distâncias regulamentes entre condutores são respeitadas, pois a armação HPT4 aparece como uma das possíveis, aliás a única que não respeita a distância regulamentar seria a VAN, já que não aparece na lista.

Capítulo 5

Breve Caracterização de Redes de Distribuição em Baixa Tensão

Neste capítulo é feita uma descrição sintética da constituição de uma rede de baixa tensão (destacando alguns conceitos básicos), e é feita referência a aspectos regulamentares (sustentados no Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão [8]) essenciais para a exploração da rede.

5.1- Características Gerais das redes de Distribuição em Baixa Tensão

A jusante do secundário dos transformadores instalados nos postos de transformação, constitui-se a rede de distribuição em baixa tensão. Segundo o artigo 3º do R.S.R.D.E.E.B.T. [8], uma rede de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão ou simplesmente rede de distribuição 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 ramais”. Assim, a partir do quadro de baixa tensão dos postos de transformação, encontram-se estabelecidos um conjunto de canalizações eléctricas que podem ligar directamente a uma portinhola, um quadro de colunas, um aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização, ou alimentar armários de distribuição. A partir destes, estabelecem-se ramais, que segundo o regulamento, artigo 3º, são “canalizações eléctricas, sem qualquer derivação, que partem do quadro de um posto de transformação, do quadro de uma central geradora ou de uma canalização principal e terminam numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização”[8].

As redes distribuição em baixa tensão podem ser de dois tipos: aéreas ou subterrâneas.

5.2- Características Particulares das Redes Aéreas

As redes aéreas podem ser constituídas por condutores isolados ou por condutores nus.

5.2-1. Redes Aéreas de BT em Condutores Nus

A utilização de condutores nus em redes aéreas de baixa tensão, foi sendo progressivamente abandonada, ainda que em alguns locais se possam observar.

Neste tipo redes os condutores são apoiados em isoladores de porcelana brancos fixos a postes de betão. Normalmente, costuma existir um isolador de cor castanha para identificar o condutor neutro.

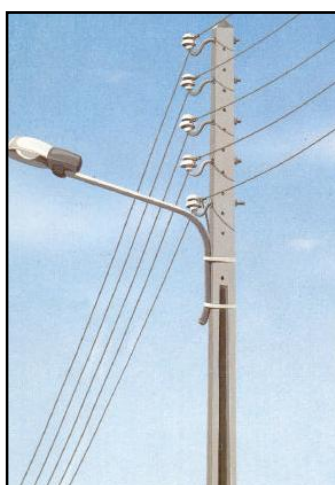


Figura 5.1 - Rede aérea BT em condutores nus dispostos em esteira vertical [10]

Os condutores nus utilizados poderão ser de cobre ou alumínio, dispostos em quincôncio ou em esteira vertical ou horizontal. A disposição em esteira vertical é a mais indicada, uma vez que facilita os trabalhos em tensão. O neutro, em qualquer uma das disposições poderá ser colocado abaixo do condutor de fase mais baixo, ou acima do condutor de fase mais elevado. Relativamente ao condutor de iluminação pública, a sua posição depende da posição do neutro, podendo ser intercalado entre o neutro e os restantes condutores se o neutro estiver colocado numa posição inferior; caso o neutro esteja colocado no nível mais elevado, então condutor de iluminação pública deve ocupar a posição inferior.

Actualmente, os condutores nus deixaram de ser utilizados, dando lugar aos condutores isolados designados por cabo torçada. Foram diversas as razões que levaram à disseminação do condutor nu destacando-se a subida do preço do cobre e a facilidade e rapidez na instalação e manutenção dos cabos em torçada.

5.2-2. Redes Aéreas de BT em Torçada

Presentemente, as redes aéreas de baixa tensão são constituídas por condutores em cabo do tipo torçada, em que o alumínio é o condutor mais utilizado.

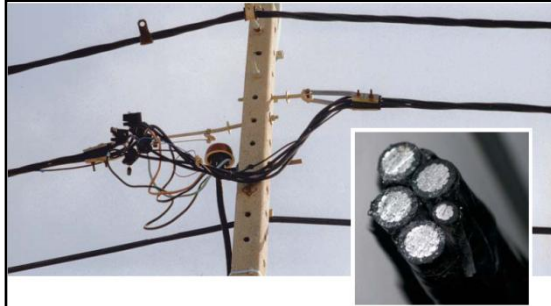


Figura 5.2 - Rede aérea de BT em torçada [30]

A montagem de redes aéreas em torçada é especialmente indicada para redes rurais, bairros suburbanos de cidades, zonas arborizadas, zonas com aglomerados populacionais de importância média, entre outras situações específicas.

A adopção deste tipo de redes permite:

- Evitar o recurso a redes subterrâneas, de custo significativamente mais elevado;
- Aumentar a fiabilidade das rede quando comparada com as redes de condutores nus que, por exemplo, com intempéries, devido à força do vento, poderiam tocar-se entre si;
- Diminuir o abate de árvores;
- Aumentar a versatilidade da instalação, já que os cabos em torçada podem ser fixos aos isoladores dos apoios ou nas fachadas de edifícios.

Na EDP Distribuição os cabos em torçada utilizados são os LXS (com alma condutora em alumínio) em detrimento dos cabos XS (com alma condutora em cobre), ambos isolados a polietileno reticulado (PEX). Os cabos em torçada são normalmente constituídos por cinco condutores, um deles destinado à rede de iluminação pública, e os restantes à distribuição de energia (três fases e o neutro).

5.3- Características Particulares das Redes Subterrâneas

As redes de distribuição subterrâneas são estabelecidas em valas ao longo dos passeios, a uma profundidade mínima de 0,7 metros, no caso geral, e 1 metro, em travessias de estradas (artº 57 e artº 115 [8]). Em terrenos difíceis, as profundidades de enterramento podem ser

reduzidas, sendo necessário solicitar previamente a concordância com a fiscalização da entidade distribuidora. Nas valas, os condutores devem ser sinalizados por meio de dispositivos de aviso próprios (artº 58 [8]) e devem estar protegidos mecanicamente de forma a fazer face às avarias que podem acontecer (devido à compressão ou abatimento de terras, pelo contacto de corpos duros ou pelo choque de ferramentas metálicas) (artº 55 [8]). Para isso devem usar-se cabos dotados de bainha resistente à corrosão ou cabos com armadura.

São estabelecidas distâncias mínimas explícitas (nos artigos 118, 119 e 120 [8]) relativas a cruzamentos, proximidade com cabos de alta tensão, telecomunicação, canalizações de gás, água ou saneamento.

Os cabos podem estar enterrados directamente no solo ou podem ser entubados.

5.3-1. Cabos Enterrados Directamente no Solo

Os cabos enterrados directamente no solo, devem ser colocados no fundo das valas. Estas devem, sempre que possível, ser abertas ao longo da via pública ou nos passeios. Os cabos são envolvidos em areia adequada, terra fina ou cirandada (artº 56 [8]). A protecção mecânica é garantida pela utilização de cabos armados.

Os cabos mais usados para enterramento directamente no solo são os seguintes:

- Cabos com alma condutora em alumínio, armados do Tipo LVAV, LSVAV, LXAV e LSXAV.

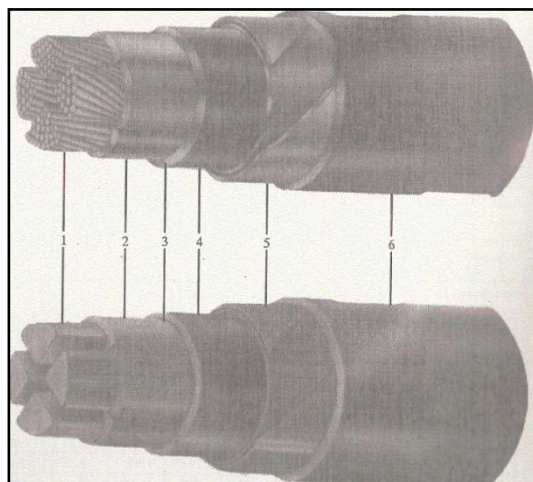


Figura 5.3 - Cabos com alma condutora em alumínio, armados do Tipo LVAV, LSVAV, LXAV e LSXAV [2]

Descrição:

- 1- Alma condutora de classe 2 (LVAV, LXAV) ou da classe 1 (LSVAV, LSXAV)
- 2- Isolamento a PVC (LVAV, LSVAV) ou a PEX (LXAV, LSXAV)
- 3- Fita de cintagem (Poliéster)

- 4- Bainha interior de PVC
- 5- Armadura de fitas de aço
- 6- Bainha exterior a PVC

- Cabos com alma condutora em cobre, armados do Tipo VAV e XAV:

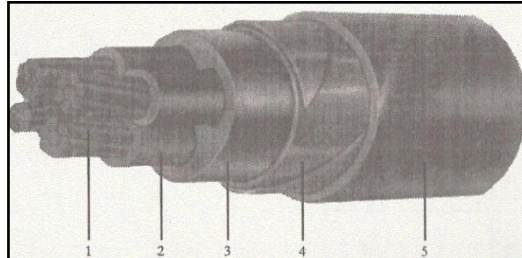


Figura 5.4 - Cabo com alma condutora em cobre, armado do Tipo VAV e XAV [2]

Descrição:

- 1- Alma condutora de classe 2
- 2- Isolamento a PVC (VAV) ou a PEX (XAV)
- 3- Bainha interior de PVC
- 4- Armadura
- 5- Bainha exterior a PVC

5.3-2. Cabos Enfiados em Tubos

Os tubos a aplicar na generalidade dos casos devem ser de material termoplástico (PE ou PVC). Quando há risco de esmagamento poderá usar-se tubos de aço ou ferro fundido. Embora com menos frequência também podem ser adoptados tubos de betão ou cimento.

É recomendável que no mesmo tubo apenas sejam enfiados cabos pertencentes à mesma canalização (artº 56). Se uma canalização for constituída por cabos unipolares, formando um sistema trifásico, estes devem ser agrupados de forma a reduzir ao mínimo a sua impedância.

Os cabos mais usados para enfiamento em tubo são os seguintes:

- Cabos com alma condutora em alumínio, não armados do Tipo LVV, LSVV, LXV e LSXV:

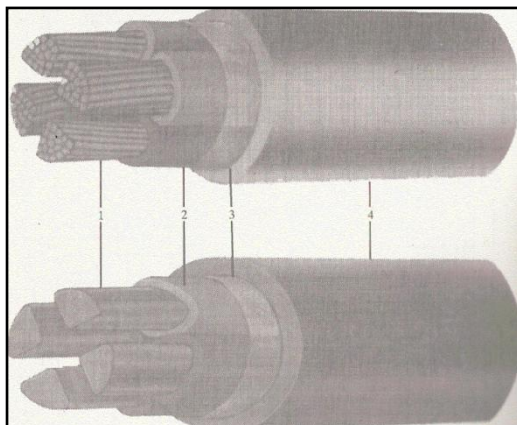


Figura 5.5 - Cabos com alma condutora em alumínio, não armados do Tipo LVV, LSVV, LXV e LSXV [2]

Descrição:

- 1- Alma condutora de classe 2 (LVV, LXV) ou da classe 1 (LSVV, LSXV)
- 2- Isolamento a PVC (LVV, LSVV) ou a PEX (LXV, LSXV)
- 3- Fita de cintagem (Poliéster)
- 4- Bainha exterior a PVC

- Cabos com alma condutora em cobre, não armados do Tipo VV, XV:

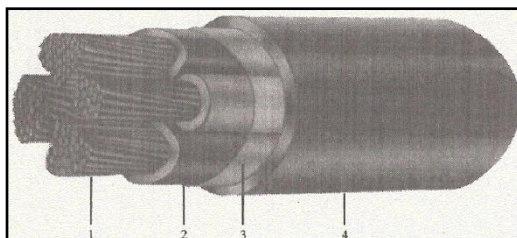


Figura 5.6 - Cabo com alma condutora em cobre, não armado do Tipo VV e XV [2]

Descrição:

- 1- Alma condutora de classe 2
- 2- Isolamento a PVC (VV) ou a PEX (XV)
- 3- Fita de cintagem (Poliéster)
- 4- Bainha exterior a PVC

5.3-3. Armários de Distribuição

Os condutores ao saírem do quadro geral de baixa tensão (QGBT) de um posto de transformação (PT), ligam aos armários de distribuição colocados nos passeios das vias públicas para que assim não perturbem a circulação de veículos e pessoas (artº 65).

Os armários de distribuição têm como função repartir cargas, permitindo o seccionamento, a protecção e a ligação à terra das canalizações.

Eles são constituídos, essencialmente, pelas seguintes partes:

- **Invólucro:** é fixo ao bastidor e assegura a protecção do equipamento instalado no seu interior, bem como a protecção de pessoas e bens. Pode ser constituído por chapa galvanizada, chapa de aço, poliéster reforçado com fibra de vidro ou qualquer outro material com características adequadas, desde que o invólucro assegure um índice de protecção mínimo IP 459 (Norma Portuguesa NP-999);
- **Bastidor:** destina-se a suportar e fixar o equipamento eléctrico, o invólucro e a suportar os cabos, fixando-se ao maciço de fundação. O bastidor deve ser constituído por aço ou por liga de alumínio, de perfil U ou de cantoneira L, para que se obtenha uma estrutura com resistência mecânica adequada.

O bastidor deve ser formado por:

- Barramento de fases de cobre nu;
 - Corta-circuitos fusíveis tripolares do tipo “triblocos” e/ou unipolares;
 - Barra do neutro, de cobre nu;
 - Barra de terra de cobre nu, destinada a ligar:
 - Condutor terra que vem do respectivo eléctrodo;
 - Estrutura metálica do bastidor;
 - Invólucro e a porta respectiva se forem metálicas;
 - Armaduras, bainhas e blindagem metálicas dos cabos.
-
- **Suporte de cabos:** liga-se ao bastidor, tendo como função principal, suportar os cabos;
 - **Maciço de fundação:** suporta o bastidor que é fixo ao invólucro.

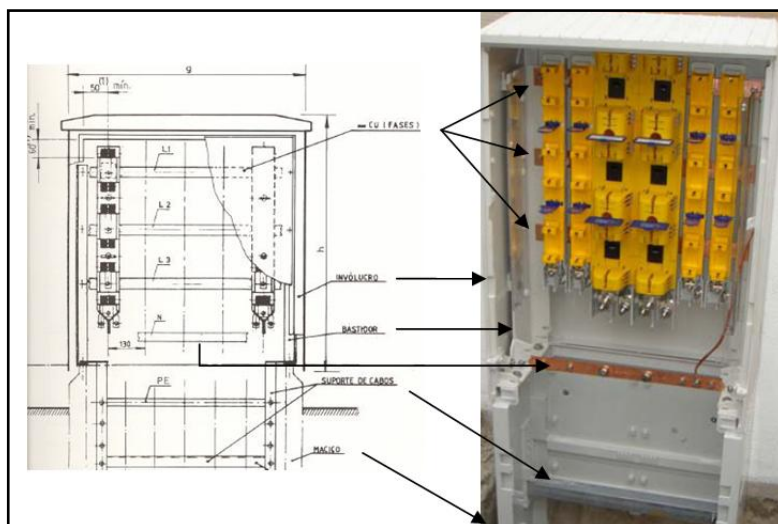


Figura 5.7 - Constituição de um armário de distribuição [10]

Nos armários de distribuição, todos os condutores devem estar identificados com o número do circuito e respectivo destino. Na parte interior de cada armário deverá existir, dentro de uma bolsa plástica, um esquema sinóptico da rede que lhe está atribuído.

5.4- Disposições Regulamentares Específicas

No R.S.R.D.E.E.B.T. [8] existem alguns artigos específicos que devem ser referidos, essenciais para a exploração das redes de distribuição em baixa tensão.

5.4-1. Regime de Neutro

As canalizações principais das redes de distribuição em baixa tensão devem ser em regra trifásicas (artº 12 [8]). Estas deverão funcionar com o neutro directamente ligado à terra (artº 13 [8]). A ligação à terra é feita nos postos de transformação (nomeadamente no secundário do transformador ligado em estrela), nas canalizações principais (para garantir que qualquer troço superior a 300 metros tenha o neutro ligado à terra) e em pontos singulares da rede (concentração de ramais e derivação de canalizações principais) (artº 134 [8]).

5.4-2. Protecção Contra Contactos Indirectos

Nas redes de distribuição devem ser adoptadas medidas de forma a garantir a protecção de pessoas, quando estas tocam numa massa ou numa estrutura metálica que possa ficar sob tensão, no caso de se verificar um defeito de isolamento nos condutores. Para isso será

necessário, para além da ligação do neutro à terra, a ligação das massas das redes de distribuição ao neutro (artº 135 [8]). Distinguem-se massas como:

- Partes metálicas acessíveis dos materiais eléctricos (ex. invólucros dos armários de distribuição);
- Tubos metálicos de protecção;
- Armaduras metálicas dos cabos;
- Outros elementos metálicos próximos das partes activas.

Este sistema de protecção é designado como TN (T - neutro ligado à Terra e N - massa ligado ao Neutro). A figura 5.8, representa as ligações num armário de distribuição, destinadas a garantir a implementação do sistema TN no mesmo.

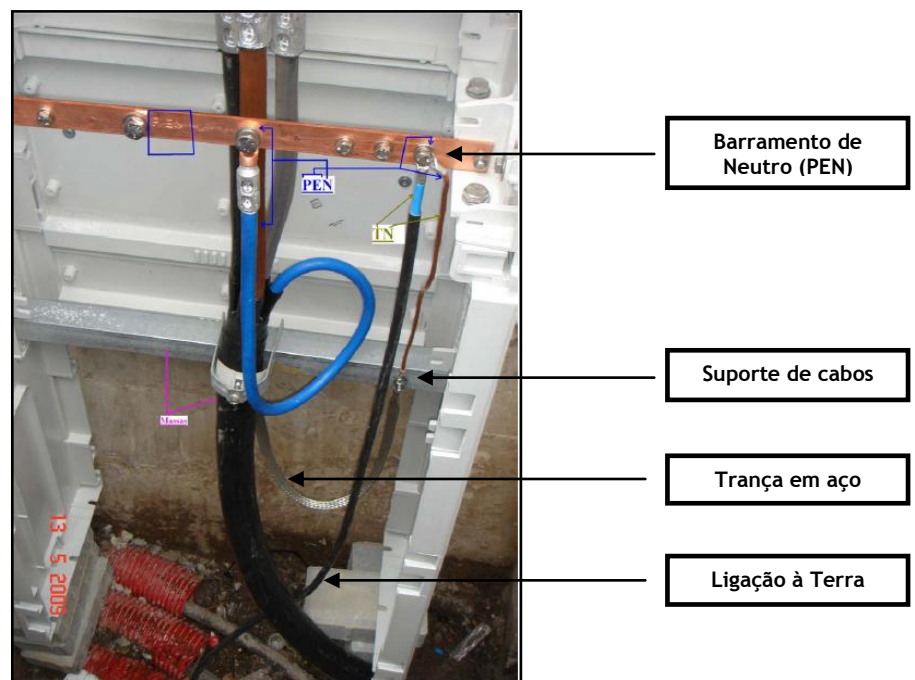


Figura 5.8 - Sistema de protecção TN aplicado ao armário de distribuição [10]

O sistema TN, permite que quando uma massa (ex. invólucro do armário metálico) fique ocasionalmente sob tensão se estabeleça uma malha de defeito que se fecha através do neutro. Se o neutro estivesse interrompido, a malha fechar-se-ia apenas quando uma pessoa entrasse em contacto com a massa, estabelecendo-se a malha através da pessoa.

Daqui também se pode concluir que no condutor neutro das redes de distribuição não se deve intercalar nenhum aparelho de protecção ou corte, sendo o corte feito nas fases (artº 52 [8]).

Capítulo 6

Análise de Projectos de Infra-Estruturas Eléctricas de Loteamentos e Urbanizações

A segunda fase do estágio realizado na EDP centrou-se na análise de projectos de infra-estruturas eléctricas de loteamentos. A análise destes projectos é realizada em conformidade com o estipulado no “Guia Técnico de Urbanizações” [20], o qual apresenta as regras para a concepção, aprovação e ligação à rede dos projectos de infra-estruturas eléctricas de loteamentos ou urbanizações promovidos por privados ou pela administração pública.

6.1- Constituição dos Projectos de Infra-Estruturas Eléctricas

Um projecto de instalações eléctricas deverá ser constituído por [20]:

- **Memória descritiva e justificativa:** deve conter todos os elementos e esclarecimentos necessários para dar uma ideia perfeita da natureza, importância, função e características da instalação, nomeadamente as razões de apresentação do projecto, a localização e a constituição do loteamento/urbanização, a descrição das classes e dos tipos de obras que constituem o projecto, as características e as condições de estabelecimento dos equipamentos/materiais;

- **Termo de responsabilidade:** deverá ser assinado por um Engenheiro Electrotécnico ou Engenheiro Técnico da especialidade de electrotécnica inscrito na D.G.E.G.;
- **Traçados das redes:** deve incluir as redes de distribuição BT e de iluminação pública, eventuais postos de transformação e respectiva rede de MT que assegure a inserção do PT na rede existente;
- **Peças desenhadas:**
 - Planta de localização do loteamento/urbanização, à escala de 1:1000 ou superior, com a indicação dos limites da área de intervenção;
 - Planta por cada classe de obra (BT, MT, PT, IP), à escala 1:1000 ou 1:500;
 - Planta identificando as infra-estruturas eléctricas já existentes no terreno;
 - Desenhos de pormenores (valas, armários de distribuição, candeeiros de IP, PT);
- **Cálculos de quedas de tensão, sobrecargas e curto-circuitos:** os cálculos das redes de distribuição BT e da Iluminação Pública devem ser feitos de acordo com o estabelecido pelo Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão, contemplando as quedas de tensão, as sobrecargas e os curtos-circuitos. Os cálculos das redes de distribuição devem ser anexados ao projecto,
Devem, também, constar no projecto, o cálculo da potência total da urbanização/loteamento com a identificação dos coeficientes de simultaneidade aplicados, a discriminação do valor de potência atribuído a cada a cada fogo e a cada lote e o cálculo luminotécnico;
- **Orçamento e mapa de medições:** deve incluir a descrição e a quantificação, embora não exaustiva, dos materiais/trabalhos, separados pelas classes de obras previstas no projecto, bem como os outros encargos inerentes à construção e ligação das infra-estruturas.

Com todos estes elementos na posse da EDP Distribuição inicia-se a apreciação do projecto.

6.2- Metodologia na Apreciação de Projectos de Infra-Estruturas Eléctricas

As principais etapas de apreciação e aprovação de um projecto são descritas no fluxograma seguinte:

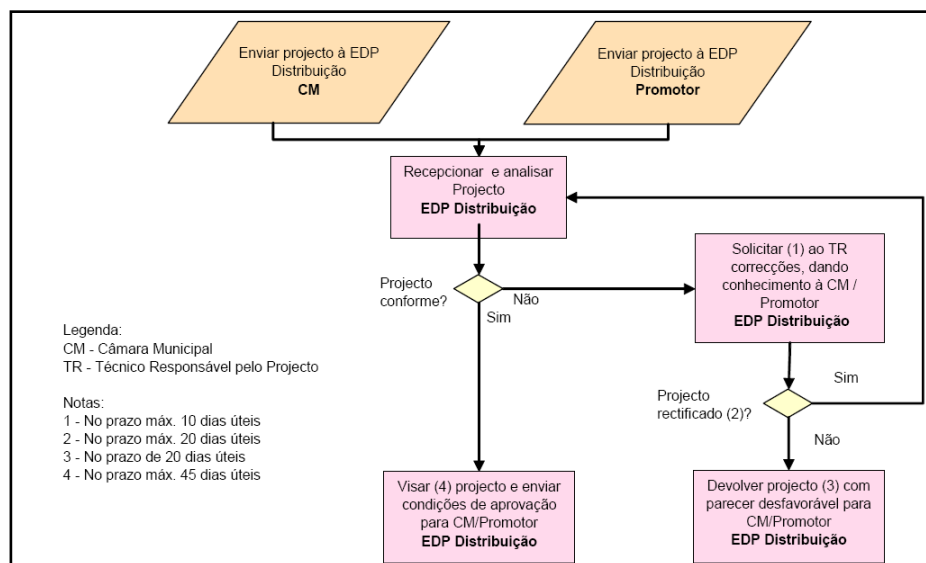


Figura 6.1 - Etapas fundamentais de apreciação e aprovação de um projecto de infra-estruturas eléctricas [20]

A análise dos projectos de infra-estruturas eléctricas é feita tendo em conta os seguintes aspectos:

- Constituição do processo (quantidade de exemplares, termo de responsabilidade, entidade que enviou os projectos, etc.);
- Memória descritiva (constituição do loteamento/urbanização, orçamento e mapa de medições, etc.);
- Cálculos (potência total do loteamento/urbanização, potência atribuída a cada fogo e a cada lote, coeficientes de simultaneidade aplicados, etc.);
- Peças desenhadas (legendas e escalas claras e inequívocas, etc.);
- Características dos equipamentos, condutores e condições de estabelecimento.

À medida que se vai analisando cada tópico, anotam-se as alterações ou correcções a fazer por parte do projectista. Se algum aspecto não estiver de acordo com o estipulado por parte da EDP Distribuição, é solicitado ao projectista as alterações a efectuar ao projecto. Se as alterações não forem efectuadas num prazo estipulado, o projecto será devolvido à Câmara Municipal ou ao promotor, com parecer desfavorável. Normalmente, um parecer desfavorável deve-se a alguma(s) ou toda(s) das seguintes razões:

- Incoerências verificadas entre a memória descritiva e as peças desenhadas;
- Utilização de materiais não normalizados pela EDP Distribuição;
- Cálculos mal efectuados;
- Valores de quedas de tensão não regulamentares.

A análise da memória justificativa, em consonância com as peças desenhadas, torna-se fulcral na apreciação de projectos de baixa tensão, pois muitas das vezes surgem discordâncias entre ambos. Depois de observado o traçado da rede será necessário verificar se o número e potência de habitações, serviços comuns, comércio e de garagens, coincidem com os valores da memória descritiva. Com um sentido crítico apurado, deverá ser analisado se o valor da potência atribuído a cada local é o mais indicado.

Relativamente aos materiais utilizados no projecto, deverá ser verificado se estes provêm de fornecedores homologados e se obedecem às condições técnicas de execução estipuladas pela EDP Distribuição.

Para os postos de transformação devem ser verificados se estes são adequados ao local onde se inserem, se os materiais utilizados nestes provêm de fornecedores homologados e se os respectivos projectos estão correctamente elaborados. Os postos de transformação poderão ser aéreos, do tipo AS até 100 kVA, ou AI até 250 kVA, para instalação em zonas rurais, ou do tipo cabina baixa para instalação em zonas urbanas ou semi-urbanas. O quadro geral de baixa tensão dos postos de transformação aéreos deve ter as características especificadas nos projecto-tipo EDP, homologados pela D.G.E.G.. Para postos de transformação de cabina baixa o QGBT deverá ser do tipo CA2 – 1000 A. As condições técnicas de execução dos postos de transformação devem seguir o “Guia Técnico de Urbanizações” [20] publicado pela EDP Distribuição. Os materiais a aplicar nos postos de transformação devem também ser homologados e fabricados por fabricantes devidamente credenciados.

Quanto aos armários de distribuição, é conveniente verificar se os projectistas optaram por armários dentro da lista referida na tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Tipos de armários de distribuição e fabricantes homologados [18][20]

Tipo	Constituição
Tipo X	5 circuitos c/ 5 triblocos tam.2
Tipo Y	6 circuitos c/ 2 triblocos tam.2 e 4 triblocos tam.00
Tipo T	6 circuitos c/ 4 triblocos tam.00 e 2 ligados directamente ao barramento

Os triblocos do tipo T_{00} suportam fusíveis até 160 A e os do tipo T_2 até 400 A.

Ao analisar a rede de baixa tensão será necessário verificar se os armários de distribuição são adequados ou não ao tipo e número de instalações a alimentar. Assim, as saídas tamanho T_{00} são geralmente usadas para locais onde a potência instalada é baixa e as saídas tamanho T_2 para locais com elevado consumo e/ou como saída para armários seguintes.

Os cabos e condutores isolados para a baixa tensão, devem também ser verificados, a fim de garantir que estes sejam normalizados e de fabricantes autorizados. Os cabos e

condutores isolados devem ser escolhidos de acordo com a sua utilização. Para redes aéreas devem ser escolhidos os condutores isolados do tipo LXS e para a rede subterrânea os cabos LSVAV e/ou LVAV.

Tabela 6.2 – Tipos de cabos e condutores isolados [18]

Utilização	Tipo
Rede subterrânea de BT: canalizações principais	LVAV 3 x 185 + 95 LSVAV 4 x 95
Rede subterrânea de BT: ramais	LSVAV 2 x 16 LSVAV 4 x 16 LSVAV 4 x 35 LSVAV 4 x 95 LVAV 3 x 185 + 95
Rede subterrânea de IP	LSVAV 2 x 16 LSVAV 4 x 16
Rede aérea de BT: canalizações principais	LXS 4 x 25 + 16 LXS 4 x 50 + 16 LXS 4 x 70 + 16 LXS 4 x 95 + 16
Rede aérea de BT: ramais	LXS 2 x 16 LXS 4 x 16 LXS 4 x 25 + 16

Na parte da Iluminação Pública, é verificado se a altura das colunas, o comprimento dos braços, o tipo de armadura e o tipo e potência das lâmpadas são os normalizados e se provem de fornecedores homologados.

Tabela 6.3 – Tipos colunas normalizadas e lâmpadas [18]

TIPOS NORMALIZADOS	ALTURA	BRAÇO
Coluna metálica com braços simples, duplo ou triplo, (com excepção das colunas de 4m que obrigatoriamente são equipadas sem braço), de fuste Tronco/Piramidal Octogonal, de fixação por enterramento.	4m	S/Braço
	8m	0,75 1,25 Duplo Triplo
	10m	0,75 1,25 Duplo Triplo
	12m	0,75 1,25 Duplo Triplo

POTÊNCIA/TIPO DE LÂMPADA	MODELO
70 W VSAP	03.R9.70Na
	SPH-MG PC
100 W VSAP	03.R9.100Na
	SPH-Mg PC
	DVA1 PT
	LYRA 10
	MALAGA SGS 102/100
	SINTRA 1
125 W Hg	CRIPTON 250
	LYRA 10
150 W VSAP	DVA1 PT
	SINTRA 1
	CRIPTON 250
250 W Hg	CRIPTON 250
250 W VSAP	MALAGA SGS 102/250
	CRIPTON 250
400 W Hg	SINTRA 2
400 W VSAP	CRIPTON 400

Depois de verificados os materiais envolvidos no projecto, segue-se a verificação dos cálculos de dimensionamento da rede de baixa tensão e cálculos luminotécnicos relativos à

Iluminação Pública. Por ter um carácter mais abrangente e mais teórico, o dimensionamento de uma Rede de Baixa Tensão e de uma Rede Iluminação Pública será objecto de estudo mais detalhado nos dois subcapítulos seguintes.

6.3- Dimensionamento de uma Rede de Baixa Tensão

O dimensionamento deste tipo de rede deverá ser feito seguindo o Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão (R.S.R.D.E.E.B.T.) [8]. De forma a proporcionar uma interpretação adequada de como se processa o cálculo, o capítulo será dividido em duas fases. A primeira destinada a descrever a sequência de cálculo adoptada no dimensionamento de redes de baixa tensão e a segunda com um exemplo real de um dos projectos de loteamento, que me pareceu ser o mais indicado para exposição.

6.3-1. Metodologia de Cálculo

6.3-1.1. Corrente de Serviço

O dimensionamento de uma instalação eléctrica inicia-se com o cálculo do valor da intensidade de corrente de serviço. Esta intensidade de corrente corresponde à potência a alimentar à tensão nominal e corresponderá ao valor máximo que, em regime permanente se estima que as cargas irão absorver em simultâneo. O valor da intensidade de corrente de serviço é estimado em função da potência contratada.

A corrente de serviço em cada canalização é calculada da seguinte forma para cargas trifásicas:

$$I_{SI} = \frac{(\sum_{j=1}^n S_j) f \cdot s_{\cdot n}}{\sqrt{3} \cdot U_{nc}} \quad (A) \quad (6.1)$$

Onde:

$(\sum_{j=1}^n S_j)$ - Soma das potências contratadas pelas n habitações / estabelecimentos comerciais alimentadas pela canalização i , considerando os serviços comuns se existirem,

$f \cdot s_{\cdot(n)} = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{n}}$ - Factor de simultaneidade, calculado para as n habitações, serviços

comuns e garagens alimentadas pela canalização i ,

$f \cdot s_{\cdot(n)} = 0,5 + \frac{0,5}{\sqrt{n}}$ - Factor de simultaneidade, calculado para os n estabelecimentos

comerciais e outras instalações alimentadas pela canalização i ,

$U_{nc} = 400 \text{ V}$ - Tensão nominal composta em baixa tensão.

6.3-1.2. Condições de Aquecimento

Na determinação da secção dos condutores deve atender-se às correntes máximas admissíveis em regime permanente, para que o aquecimento resultante da passagem de corrente eléctrica não ponha em risco, nem danifique, as características dos materiais que o constituem.

Na EDP Distribuição adopta-se uma tabela em que os valores das correntes máximas admissíveis em regime permanente (representado por I_Z), são os representados na tabela 6.4 (os cabos apresentados são os que normalmente se usam na EDP).

Tabela 6.4 – Correntes máximas admissíveis de acordo com o modo de estabelecimento

Cabo	I_Z AÉREO (A)	I_Z VALA (A)	I_Z TUBO (A)
LSVAV 4x35		130	104
LSVAV 4x50		150	120
LSVAV 4x95		235	190
LVAV 3x150+70		310	250
LVAV 3x185+95		355	285
LXS 4x16+16	75		
LXS 4x25+16	100		
LXS 4x50+16	150		
LXS 4x70+16	190		
LXS 4x95+16	230		

Na tabela anterior, considera-se que, quando há vários cabos estabelecidos em vala, estes estão suficientemente afastados, não havendo limitações na corrente máxima admissível e por isso não se aplica qualquer factor de correcção a estes.

Assim, atendendo aos requisitos enunciados, a secção que verifica a condição de aquecimento será obtida de modo que respeite a seguinte condição:

$$I_s \leq I_Z \quad (6.2)$$

em que, o valor de I_Z já vem afectado com o factor de correcção.

6.3-1.3. Condições de Sobrecarga

A previsão de situações de utilização excessiva dos circuitos (sobrecarga) leva à necessidade de protecção de tais defeitos, através da instalação de fusíveis.

De acordo com o artigo 128 do R.S.R.D.E.E.B.T. [8], as características de funcionamento dos aparelhos de protecção em causa deverão satisfazer simultaneamente as seguintes condições:

$$I_S \leq I_n \leq I_Z \quad (6.3)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (6.4)$$

Sendo:

I_S - Intensidade de corrente de serviço da canalização,

I_n - Intensidade estipulada do aparelho de protecção (calibre),

I_Z - Intensidade de corrente máxima admissível na canalização,

I_f - Intensidade de corrente convencional de funcionamento do aparelho de protecção.

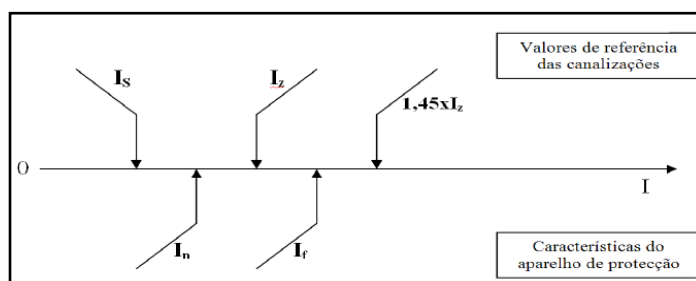


Figura 6.2 - Esquema representativo da protecção contra sobrecargas

Os valores utilizados para o I_n e para o I_f dependem do valor da corrente de serviço e encontram-se especificados de seguida.

Tabela 6.5 – Características dos fusíveis

I_n (A)	I_f (A)
32	51
40	64
50	80
63	101
80	128
100	160
125	200
160	256
200	320
250	400
315	504

6.3-1.4. Quedas de Tensão

A condição de Quedas de Tensão permite garantir que todos os consumidores são alimentados a uma tensão admissível.

A EDP exige que a queda de tensão máxima admissível na rede de distribuição tenha o valor máximo de 5 % da tensão simples, ou seja 11,5 V.

Para o cálculo das quedas de tensão, utiliza-se uma expressão aproximada, que se baseia no conhecimento de que os factores de potência são de modo geral elevados, que a queda de tensão é normalmente bastante inferior à tensão nominal e que o valor da indutância é significativamente baixo. Então a expressão utilizada para calcular as quedas de tensão é:

$$\Delta |U| = \sum_k R_K I_K \quad (6.5)$$

Sabendo que $R_K = \rho \frac{l_i}{S}$, fica:

$$\Delta |U| = \sum_k \rho \frac{l_i I_k}{S} \Leftrightarrow \sum_k \frac{l_i I_k}{\frac{S}{\rho}} \quad (6.6)$$

A fórmula correntemente utilizada, tem o seguinte aspecto:

$$\Delta U(V) = \frac{L I}{\delta S} \quad (6.7)$$

em que:

L - Comprimento do troço (m),

I - Intensidade de corrente (A),

δ - Coeficiente associado ao material do condutor $\left(\frac{1}{\rho}\right)$, que para o alumínio assume o valor

de 33 m/Ω.mm² e para o cobre 56 m/Ω.mm²,

S - Secção do condutor (mm²).

Esta expressão é válida para redes trifásicas equilibradas, percorridas por correntes simétricas, não havendo quedas de tensão no neutro.

Refira-se que para se fazer o cálculo da queda de tensão num determinado ponto da rede é necessário somar todos os troços desde o posto de transformação até esse ponto.

6.3-1.5. Protecção contra Curto-Circuitos

Na condição de Curto-Circuito é necessário que a intensidade nominal dos aparelhos de protecção contra curto-circuitos seja determinada, de modo a que, a corrente de curto-circuito seja eliminada antes de a canalização poder atingir a sua temperatura máxima admissível.

É essencial garantir que, para qualquer valor de corrente de curto-circuito, o tempo de actuação do aparelho de protecção (t_p) seja menor que o tempo de fadiga térmica do cabo (t_{ft}) e simultaneamente que, o tempo de actuação da protecção seja inferior a 5 segundos:

$$t_p < t_{ft} \wedge t_p < 5s \quad (6.8)$$

O caso mais desfavorável para a actuação de um aparelho de protecção contra curto-circuitos, ocorre quanto a corrente curto-circuito é mínima, porque um baixo valor de corrente provoca um aumento do tempo de detecção, consequentemente um aumento do tempo de corte do defeito. A corrente de curto-circuito mínima advém da ocorrência de um defeito fase-neutro, no ponto mais afastado do troço. O valor da corrente de curto-circuito é dado por:

$$I_{cc} = \frac{0,95 \cdot U_S}{1,5 (R_{fase}^{20^\circ} + R_{neutro}^{20^\circ})} \quad (6.9)$$

Sabendo que $R_K = \rho \frac{l_i}{\sigma}$, fica:

$$I_{cc} = \frac{0,95 \cdot U_S}{1,5 \cdot (\rho_F \frac{L_F}{S_F} + \rho_N \frac{L_N}{S_N})} \quad (6.10)$$

As resistividades do alumínio e do cobre são multiplicadas por 1,5, que é a correcção das resistividades para a temperatura média de curto-circuito:

$$\rho_{AL} = 0,0292 \, \Omega \cdot mm^2/m \rightarrow 0,0292 \cdot 1,5 \approx 0,042 \, \Omega \cdot mm^2/m$$

$$\rho_{Cu} = 0,0178 \, \Omega \cdot mm^2/m \rightarrow 0,0178 \cdot 1,5 \approx 0,026 \, \Omega \cdot mm^2/m$$

Substituindo na equação, e supondo que a alma condutora do neutro e da fase é do mesmo material, temos para o alumínio e para o cobre as seguintes expressões:

$$I_{cc \, AL} = \frac{0,95 \cdot U_S}{0,042 \cdot (\frac{L_F}{S_F} + \frac{L_N}{S_N})} \quad I_{cc \, Cu} = \frac{0,95 \cdot U_S}{0,026 \cdot (\frac{L_F}{S_F} + \frac{L_N}{S_N})} \quad (6.11)$$

Em que:

U_S - Tensão simples (V)

L_F - Comprimento do condutor de fase (m)

L_N - Comprimento do condutor de neutro (m)

S_F - Secção do condutor de fase (mm^2)

S_N - Secção do condutor de neutro (mm^2)

Depois de calculada a corrente de curto-circuito mínima, existem condições para calcular o tempo de fadiga térmica, que depende da corrente e da secção do cabo e da sua constituição, através de um parâmetro K :

$$t_{ft} = \left(K \frac{S}{I_{cc}} \right)^2 \quad (6.12)$$

Em que:

t_{ft} - Tempo de fadiga térmica do cabo (s)

K - Constante associada ao condutor utilizado ($K_{AL} = 74$)

S_F - Secção do condutor de fase (mm^2)

Os regulamentos incluem tabelas de comprimentos máximos protegidos pelos fusíveis (ver Anexo I - “Comprimentos Máximos Protegidos contra Curto-Circuitos por fusíveis”), que simplificam as verificações descritas neste subcapítulo.

Na EDP Distribuição é vulgar recorrerem-se a essas tabelas para se verificar se determinado fusível é adequado à canalização em causa. Assim uma vez obtido o valor de I_{cc} deve ser consultado na tabela em Anexo I, para verificar qual o comprimento máximo do cabo que o fusível associado consegue proteger e verificar se esse comprimento não é excedido pela canalização em estudo.

É de salientar que os comprimentos máximos representados na tabela são obtidos considerando o caso mais desfavorável, ou seja um curto-circuito fase-terra com correntes de curto-circuito mínimas (I_{cc}^{min}). Na respectiva tabela a coluna correspondente ao valor da corrente de curto-circuito, representa o seu valor mínimo, ao qual corresponde um comprimento máximo da instalação (L_{max}). Se a corrente de curto-circuito calculada for superior a esse valor então a canalização está protegida.

6.3-1.6.Selectividade entre Protecções

A selectividade entre protecções consiste em assegurar que em caso de defeito, apenas actue o aparelho de protecção situado imediatamente a montante do defeito.

Para que a selectividade seja assegurada, é necessário que o tempo de funcionamento do aparelho de protecção colocado a montante seja algo superior ao tempo de funcionamento do aparelho colocado a jusante.

6.3-2. Análise de um loteamento

Para demonstrar os cálculos associados ao dimensionamento de canalizações eléctricas e respectivas protecções, considera-se como exemplo, a análise de um loteamento no concelho de Vizela, cuja parte da planta está presente em anexo (ver Anexo H - “Planta de parte da Rede de Distribuição em Baixa Tensão do loteamento de Vizela”).

Como exercício académico, considera-se que, à partida, não se conhece o calibre dos fusíveis e que apenas se assume o comprimento e a secção dos cabos como dados adquiridos.

O loteamento é constituído por 16 habitações, cada uma com uma potência a alimentar de 10,35 kVA.

Como não foi possível visualizar nas plantas qual a rede a montante da urbanização, recorreu-se ao SIT a fim de localizar o PT que fazia a ligação ao último apoio, pois o condutor tem uma chegada aérea em cabo LXS 4x70 + 16 que passa a subterrânea com um cabo LSVAV 4x95 que liga os quatro armários de distribuição.

Para além de um exercício académico, já que se considera que à partida não se conhecem os calibres dos fusíveis utilizados, o objectivo será saber se a secção do cabo utilizado cumpre as condições de queda de tensão estipuladas pelo regulamento.

A rede em causa apresenta esquema unifilar representado na figura seguinte:

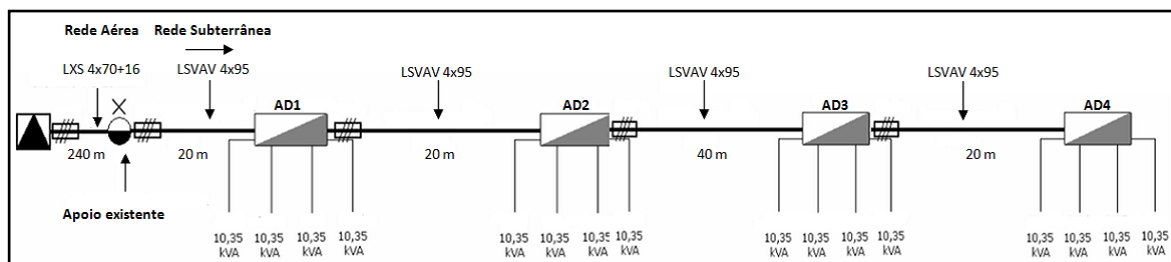


Figura 6.3 - Diagrama de rede do loteamento no concelho de Vizela

- Troço desde o P.T. até ao último apoio:

$$S = 16 \cdot 10,35 \cdot \left(0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{16}}\right) = 66,24 \text{ kVA}$$

$$I_s = \frac{66,24 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 95,61 \text{ A}$$

Condições de aquecimento e sobrecarga:

Para $I_s = 95,61 \text{ A}$ resulta que $I_n = 125 \text{ A} \wedge I_f = 200 \text{ A}$

Cabo: LXS 4x70 + 16 $\Rightarrow I_z = 190 \text{ A}$

$$I_S \leq I_n \leq I_Z$$

$$95,61 \leq 125 \leq 190 \text{ (A)}$$



$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$200 \leq 275,5 \text{ (A)}$$



Quedas de tensão:

$$\Delta U = \frac{240 \cdot 95,61}{33 \cdot 70} = 9,93 \text{ V}$$

$$9,93 \leq 11,5 \text{ (V)}$$



Protecção contra curto-circuitos:

$$I_{cc} = \frac{0,95 \cdot 230}{0,042 \cdot \left(\frac{240}{70} + \frac{240}{70} \right)} = 758,69 \text{ A}$$

Consultando a tabela em anexo (ver Anexo I - “Comprimentos Máximos Protegidos contra Curto-Circuitos por fusíveis”), constatamos que o cabo *LXS 4x70 + 16* é protegido por um fusível de calibre $I_n = 125 \text{ A}$, no máximo até 290 metros de comprimento. Logo, verifica-se a protecção para o cabo em questão. O valor de I_{cc} deverá ser superior a 600 A (ver Anexo I), o que se verifica.



- **Troço desde apoio até ao armário de distribuição AD1:**

$$I_S = 95,61 \text{ A}$$

Condições de aquecimento e sobrecarga:

Para $I_S = 95,61 \text{ A}$ resulta que $I_n = 100 \text{ A} \wedge I_f = 160 \text{ A}$

Cabo: *LSVAV 4x95* $\Rightarrow I_Z = 235 \text{ A}$

$$I_S \leq I_n \leq I_Z$$

$$95,61 \leq 100 \leq 235 (A)$$



$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$160 \leq 340,75 (A)$$



Quedas de tensão:

$$\Delta U = 9,93 + \frac{20 \cdot 95,61}{33 \cdot 95} = 10,54 V$$

$$10,54 \leq 11,5 (V)$$



Protecção contra curto-circuitos:

$$I_{cc} = \frac{0,95 \cdot 230}{0,042 \cdot \left(\frac{240}{70} + \frac{240}{70} + \frac{20}{95} + \frac{20}{95} \right)} = 714,79 A$$

Tabela

$$\Rightarrow \text{secção da fase} = 95 \text{ mm}^2$$

$$\Rightarrow \text{secção do neutro} = 95 \text{ mm}^2$$

$$\Rightarrow I_n = 100 A$$

$$\Rightarrow I_{cc} = 540 A < 714,79 A$$

$$\Rightarrow L_{m\acute{a}x} = 440 m > 260 m$$



- **Troço desde do armário de distribuição AD1 até ao AD2:**

$$S = 12 \cdot 10,35 \cdot \left(0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{12}} \right) = 53,52 \text{ kVA}$$

$$I_s = \frac{53,52 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 77,25 A$$

Condições de aquecimento e sobrecarga:

Para $I_s = 77,25 A$ resulta que $I_n = 80 A \wedge I_f = 128 A$

Cabo: LSVAV 4x95 $\Rightarrow I_z = 235 A$

$$I_S \leq I_n \leq I_Z$$

$$77,25 \leq 80 \leq 235 \text{ (A)}$$



$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$128 \leq 340,75 \text{ (A)}$$



Quedas de tensão:

$$\Delta U = 10,54 + \frac{20 \cdot 77,25}{33 \cdot 95} = 11,03 \text{ V}$$

$$11,03 \leq 11,5 \text{ (V)}$$



Protecção contra curto-circuitos:

$$I_{cc} = \frac{0,95 \cdot 230}{0,042 \cdot \left(\frac{240}{70} + \frac{240}{70} + \frac{20}{95} + \frac{20}{95} + \frac{20}{95} + \frac{20}{95} \right)} = 675,72 \text{ A}$$

Tabela

$$\Rightarrow \text{secção da fase} = 95 \text{ mm}^2$$

$$\Rightarrow \text{secção do neutro} = 95 \text{ mm}^2$$

$$\Rightarrow I_n = 80 \text{ A}$$

$$\Rightarrow I_{cc} = 420 \text{ A} < 675,72 \text{ A}$$

$$\Rightarrow L_{m\acute{a}x} = 565 \text{ m} > 280 \text{ m}$$



- **Troço desde do armário de distribuição AD2 até ao AD3:**

$$S = 8 \cdot 10,35 \cdot \left(0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{8}} \right) = 39,97 \text{ kVA}$$

$$I_S = \frac{39,97 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 57,69 \text{ A}$$

Condições de aquecimento e sobrecarga:

$$\text{Para } I_S = 57,69 \text{ A resulta que } I_n = 63 \text{ A} \wedge I_f = 101 \text{ A}$$

Cabo: $LSVAV\ 4 \times 95 \Rightarrow I_z = 235\ A$

$$I_s \leq I_n \leq I_z$$

$$57,69 \leq 63 \leq 235\ (A)$$



$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$128 \leq 340,75\ (A)$$



Quedas de tensão:

$$\Delta U = 11,03 + \frac{40 \cdot 57,69}{33 \cdot 95} = 11,76\ V$$

$$11,76 \nless 11,5\ (V)$$



A rede de baixa tensão foi mal dimensionada pelo projectista, uma vez que não cumpre o critério regulamentar da queda tensão máxima admissível. Para ultrapassar este problema seria necessário que aquele procedesse ao aumento da secção do condutor.

No capítulo 9 irei abordar novamente este loteamento como teste à aplicação desenvolvida no âmbito do dimensionamento de redes de baixa tensão.

6.4- Iluminação Pública

A circulação nocturna de peões e veículos é garantida, com um máximo de segurança, conforto e rapidez, através de uma iluminação pública adequada. Assim os peões devem ter sempre uma boa visibilidade dos bordos da estrada, dos passeios, dos veículos e dos obstáculos, enquanto que para os condutores é essencial a percepção, em tempo útil, de todos os detalhes necessários, nomeadamente o traçado da via (direcção, bermas), os sinais de trânsito ou possíveis obstáculos.

Neste subcapítulo, para além de abordarmos alguns dos aspectos importantes a observar num projecto de iluminação pública de um loteamento/urbanização, são fornecidas regras práticas que foram adquiridas durante o estágio realizado, na análise e dimensionamento de redes IP. No final do capítulo demonstra-se como se processa o dimensionamento das canalizações de iluminação pública, tal como se fez para a rede de baixa tensão.

6.4-1. Aspectos importantes num projecto de IP

Na análise de projectos de IP, os principais aspectos que definem a qualidade da instalação são, os níveis de luminância e de iluminância e as suas uniformidades. Para se efectuar uma boa observação dos objectos, nomeadamente os seus contornos será necessária uma uniformidade satisfatória da distribuição da luminância (intensidade luminosa por $m^2 - Cd/m^2$) ao longo da via. Este é um dos pontos mais importantes a observar num projecto deste tipo. É importante referir que um maior grau de uniformidade acarreta um aumento significativo do custo da instalação (aumento do número de luminárias).

6.4-1.1. Espaços a Iluminar

De acordo com o ANEXO I do Diário da República - I Série B nº104 de 5 de Maio de 2001 [31], num projecto de iluminação, de forma a satisfazer os objectivos luminotécnicos, é necessário atender a critérios que são dependentes do tipo de exploração e da utilização do local. Assim sendo, é necessário verificar o local de implementação da instalação de iluminação pública, devendo ser utilizadas lâmpadas que garantam um nível médio de iluminância e uma uniformidade global recomendada para esse mesmo local.

Tabela 6.6 – Iluminância e uniformidade global de acordo com o espaço a iluminar [31]

Espaço a Iluminar		Iluminância (lux)		Uniformidade Global $\left(\frac{E_{min}}{E_{med}}\right)$
		Arruamentos e largos principais	Periferias	
Zonas rurais	Redes subterrâneas	15	10	0,35
	Redes aéreas	10	5	0,35
Zonas urbanas e sedes de freguesias		25	20	0,4
Núcleos antigos		20	15	0,35

6.4-1.2. Potência das Lâmpadas

A potência que se deve adoptar para as luminárias depende muito do local onde se vão aplicar. Por outro lado com o objectivo de diminuir o risco de encadeamento, não é aconselhável colocar fontes luminosas de elevada potência a uma altura de montagem baixa. Assim, estabelecem-se regras práticas que relacionam o espaço a iluminar, com a lâmpada a

utilizar e com a altura mínima a que esta se deve encontrar do solo, para não provocar encandeamento.

Tabela 6.7 – Potência das lâmpadas e altura mínima de montagem em função do local de estabelecimento [2]

Espaço a iluminar	Potência da luminária (W)	Altura mínima de montagem (m)	Potência da luminária (W)	Altura mínima de montagem (m)
	Vapor de Sódio a Alta Pressão		Vapor de Mercúrio	
Zonas rurais	70	5	-	-
Zonas Semi-urbanas	100	8	-	-
Zonas urbanas	150	8	-	-
	250	10	-	-
Jardins	70	5	80	5
	100	8	125	5

As lâmpadas devem ser as normalizadas pela EDP Distribuição e fornecidas por fabricantes homologados.

6.4-1.3.Colunas de Iluminação

As colunas de iluminação deverão ter uma altura mínima, que depende da largura da via, (largura da faixa de rodagem mais o passeio). Sempre que a fonte de luz for de elevada potência é conveniente aumentar a altura de montagem das armaduras, a fim de evitar encandeamento e, também, sempre que a via for larga para assim apresentar uma maior uniformidade. É aconselhável adoptar as alturas mínimas das colunas (h_m) em função do tipo de lâmpada e da largura útil da via (l_u) apresentadas no quadro seguinte:

Tabela 6.8 – Altura mínima da coluna de iluminação de acordo com o tipo de lâmpada [2]

Tipo de lâmpada	Altura mínima de montagem/Largura útil
Sódio Alta Pressão	$h_m \geq 0,8 * l_u$
Mercúrio	$h_m \geq 1,0 * l_u$
Sódio Baixa Pressão	$h_m \geq 1,2 * l_u$

Como regra prática, nos projectos de Iluminação Pública realizados pela EDP, costumam-se usar colunas octogonais, com alturas de 8, 10 e por vezes 12 metros. A interdistância entre colunas é, em regra, três vezes a altura da coluna de iluminação.

As colunas de iluminação são de aço galvanizado e dimensionadas de forma a resistirem a intempéries. Para além disso, com intuito de garantia de estabilidade, as colunas octogonais devem ser fixas ao solo, enterradas a uma profundidade de $0,5 + 0,1 \cdot \text{altura da coluna}$ [8].

As colunas de iluminação, à semelhança das lâmpadas, devem ser normalizadas e fornecidas por fabricantes homologados.

6.4-1.4. Disposição das Luminárias

A disposição das luminárias é fundamental pois intervém directamente nos valores de uniformidade global obtidos. As armaduras podem estar colocadas de diferentes formas, conforme representado na figura 6.4:

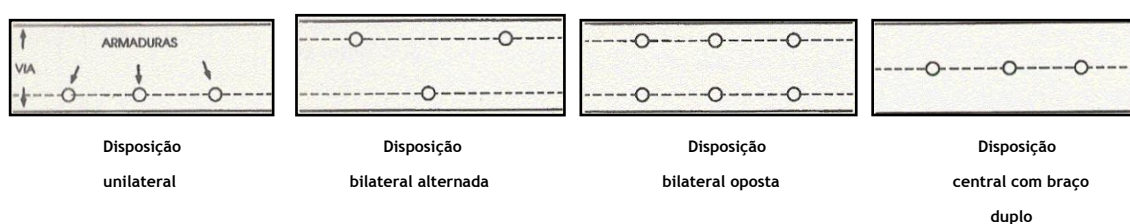


Figura 6.4 - Disposição das armaduras na via [2]

A forma de colocação das armaduras, dependo muito da largura da via. Assim é recomendável a utilização da:

- **Disposição unilateral:** quando a largura da via é igual ou superior à altura de montagem das armaduras. Com esta distribuição obtêm-se uma maior luminância na via do lado das armaduras;
- **Disposição bilateral alternada:** quando a largura da via é superior à altura de montagem das armaduras, sem ultrapassar uma vez e meia esse valor. As luminárias assim colocadas proporcionam uma uniformidade melhor que a solução anterior;
- **Disposição bilateral oposta:** quando a largura da via é superior a uma vez e meia à altura de montagem das armaduras;
- **Disposição Central com braço duplo:** para as vias estreitas cuja largura não ultrapasse a altura de colocação das armaduras. Este tipo de disposição é adoptado quando as vias estão rodeadas de árvores.

Existem certos pontos particulares das vias em que as armaduras devem ser colocadas de forma diferente do tradicional, de forma a prever um reforço da iluminação:

- **Curvas:** devem ser tratadas como estradas rectilíneas, se apresentarem um grande raio na ordem dos 300 metros.

Para as estradas estreitas, ilumina-se apenas a parte exterior da curva. Quando as curvas apresentam um raio menor, reduz-se a interdistância entre armaduras na parte rectilínea da estrada entre $1/2$ a $2/3$ do seu valor.

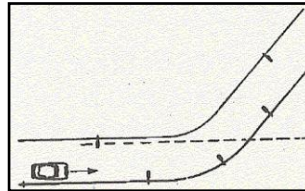
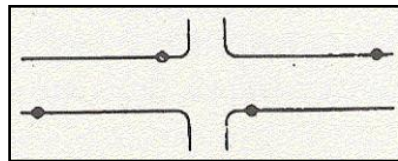
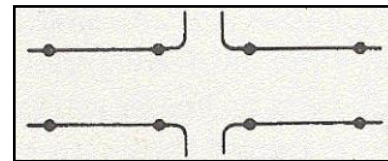


Figura 6.5 - Disposição das armaduras nas curvas [2]

- **Cruzamentos:**
 - **Cruzamentos entre vias iluminadas e vias não iluminadas:** nestas situações recomenda-se a disposição bilateral alternada e a bilateral oposta respectivamente.



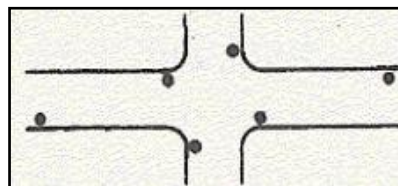
Cruzamento entre vias iluminadas [2]



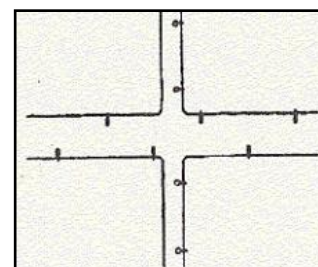
Cruzamento entre vias não iluminadas [2]

Figura 6.6 - Disposição das armaduras nos cruzamentos entre vias com/sem iluminação

- **Cruzamentos entre vias iluminadas:** Se as vias forem de igual importância (duas vias principais) adopta-se a primeira configuração da figura seguinte, se não (uma via principal e uma secundária), devem-se dispor de acordo com a segunda configuração da figura 6.7.



Cruzamento entre duas vias
Principais [2]



Cruzamento entre uma via principal
e uma secundária [2]

Figura 6.7 - Disposição das armaduras nos cruzamentos entre vias com/sem iluminação de acordo com a importância da via

- **Cruzamentos em T:** adoptar a disposição ilustrada na figura seguinte:

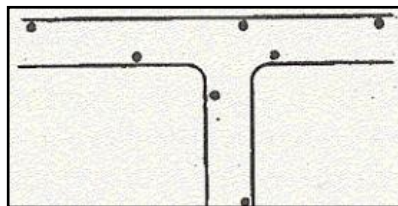


Figura 6.8 - Disposição das armaduras nos cruzamentos em T [2]

- **Rotundas:** A colocação das armaduras, depende muito do diâmetro da rotunda. Assim, se este for pequeno, basta um suporte central de altura adequada com várias armaduras. Se por outro, a parte central da rotunda tiver um diâmetro assinalável, então coloca-se no seu perímetro uma armadura no alinhamento de cada via. De modo a permitir a identificação das vias de acesso, colocam-se, também, uma ou várias armaduras no perímetro exterior da rotunda.



Rotunda de diâmetro reduzido



Rotunda de diâmetro assinalável

Figura 6.9 - Disposição das armaduras nas rotundas [6]

6.4-1.5.Cálculo luminotécnico

Os cálculos luminotécnicos apresentados nos projectos de loteamentos/urbanizações, são feitos com o auxílio de um qualquer programa de cálculo de iluminação pública. Este programa permite calcular de uma forma simples e célere os valores de uniformidade global e da iluminância, essenciais para verificar se o local a iluminar cumpre as recomendações especificadas na tabela 6.6..

É importante verificar se os valores introduzidos no programa, correspondem aos descritos na memória descritiva, de modo a eliminar possíveis erros de cálculo.

De forma a descrever como se realiza este processo de cálculo luminotécnico, é exemplificado de seguida o seu cálculo para um dos projectos de loteamento analisados.

6.4-1.5.1. Análise a um Loteamento

Com recurso ao software Indalwin, vamos efectuar o cálculo luminotécnico, de um loteamento com 35 lotes no concelho de Castelo de Paiva, cujas plantas estão presentes em anexo (ver Anexo J - “Cálculos Luminotécnicos para o Loteamento localizado em Castelo de Paiva”).

As armaduras utilizadas são do tipo, Sintra 1, equipadas com lâmpadas de 150W de vapor de sódio de alta pressão. As colunas de iluminação têm uma altura útil fora do solo de 10 metros com braço de 0,75 metros. Atendendo a que a largura da via é de 6,8 ($2 * 3,4$) metros, introduziram-se os dados no programa de cálculo de acordo com o representado na figura seguinte:

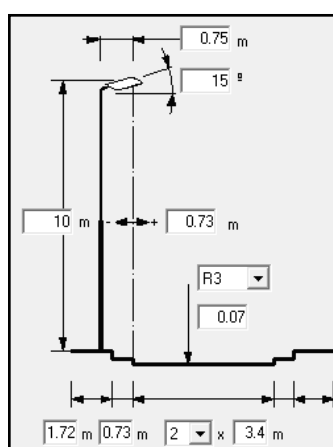


Figura 6.10 - Configuração da via a iluminar

Uma vez introduzidos os dados da via e sabendo que o loteamento está localizado na periferia de uma zona urbana, com um nível médio de iluminância estipulado de 20 lux, segue-se o cálculo da interdisdância entre luminárias. Segundo o valor fornecido por *software*, para ter este nível médio de iluminancia, e de acordo com a especificação da via, será necessário um espaçamento entre luminárias de 33 metros. Atendendo a que o projectista estabeleceu um espaçamento de 25 metros, optou-se pelo mesmo valor a fim de verificar a iluminância e a uniformidade média global obtida.

Foi então possível chegar aos resultados representados nas figuras seguintes:

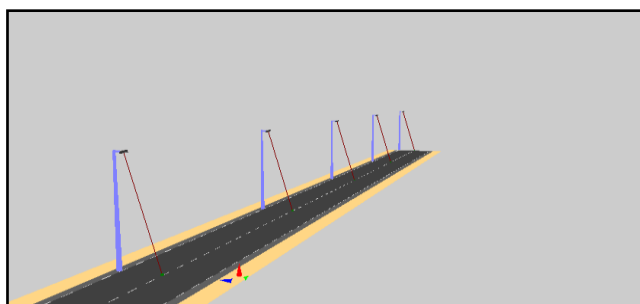


Figura 6.11 - Disposição das luminárias na via

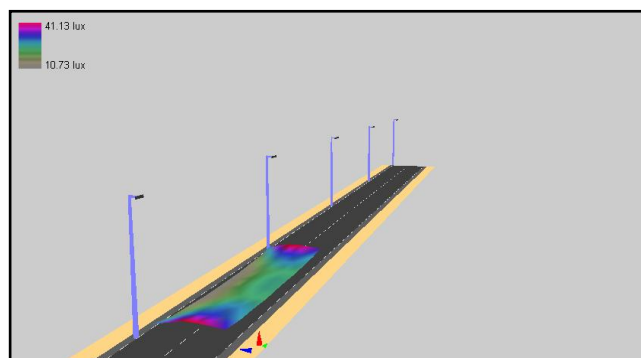


Figura 6.12 - Resultados da iluminância sobre a via

Analisando os resultados, verifica-se que a iluminância tem um valor de 25,92 lux com uma uniformidade média global de 0,44. Tendo em conta a zona de estudo, conclui-se que os resultados são bastante satisfatórios, superando mesmo os especificados na tabela 6.6.

Em anexo, são apresentados todos os resultados obtidos no cálculo luminotécnico (ver Anexo J - “Cálculos Luminotécnicos para o Loteamento localizado em Castelo de Paiva”), juntamente com as plantas do loteamento (ver Anexo K - “Planta da Iluminação Pública do Loteamento Localizado em Castelo de Paiva”).

6.4-2. Dimensionamento da rede de Iluminação Pública

Para além dos cálculos luminotécnicos, as redes de iluminação pública devem respeitar o R.S.R.D.E.E.B.T. [8], de modo a que a queda de tensão máxima nas canalizações não ultrapasse os limites regulamentares, assim como, garantir as protecções contra curto-circuitos e sobrecargas previstas no regulamento.

De forma a proporcionar uma interpretação adequada de como se processa o cálculo, o sub-capítulo será dividido em duas fases. A primeira, destinada a descrever a sequência de cálculo adoptada no dimensionamento de redes de iluminação pública e a segunda, com um exemplo real de um dos projectos de loteamento que me pareceu ser o mais indicado para exposição.

6.4-2.1. Metodologia de cálculo

O processo de cálculo no dimensionamento de uma rede de IP é muito semelhante ao da rede de baixa tensão. A única excepção é o cálculo das quedas de tensão, devido ao facto de agora existirem cargas monofásicas, em detrimento das cargas trifásicas, o que torna, na maior parte dos casos, o sistema desequilibrado.

Uma vez que o processo de cálculo é idêntico ao adoptado na rede de distribuição em baixa tensão, apenas será necessário demonstrar a fórmula de cálculo das quedas de tensão.

6.4-2.1.1. Quedas de tensão

O problema subjacente ao critério de quedas de tensão deve-se, essencialmente, ao facto de lidar com um sistema desequilibrado de cargas, o que faz aparecer quedas de tensão no condutor neutro.

As fórmulas da queda de tensão na fase e no condutor neutro são, respectivamente, as seguintes:

$$\Delta U_f = N' \left(\frac{N'+1}{2} \right) 3 \cdot R \cdot l \cdot I \quad (6.13)$$

$$\Delta U_n = N' \cdot \frac{3}{2} \cdot R \cdot l \cdot I \quad (6.14)$$

Em que:

ΔU_f - Queda de tensão na fase (V)

ΔU_n - Queda de tensão no neutro (V)

N' - Número de grupos de 3 armaduras

R - Resistência do cabo (Ω/Km)

l - Distância entre luminárias (km)

I - Corrente entre fase e neutro (A)

Contudo é importante referir que as quedas de tensão no condutor neutro são inferiores às quedas de tensão no condutor de fase.

6.4-2.2. Análise de um loteamento

Para demonstrar o cálculo do dimensionamento das canalizações da rede de iluminação Pública e respectivas protecções, considera-se a análise de um loteamento no concelho de Castelo de Paiva, já abordado no cálculo luminotécnico, cujas plantas estão presentes no Anexo K.

Para a iluminação do loteamento são usadas 29 colunas de iluminação, com as luminárias distribuídas uniformemente pelas três fases:

Fase R: 10 lâmpadas

Fase S: 10 lâmpadas

Fase T: 9 lâmpadas

O projectista adoptou o cabo $LSVAV 4 \times 16 \text{ mm}^2$ para alimentação das colunas de iluminação, protegido por um fusível de calibre 32 A. A canalização tem o comprimento de 725 metros.

Conhecendo o cabo utilizado, pretende-se verificar se este respeita as condições regulamentares de queda de tensão. Refira-se que na iluminação pública, a EDP Distribuição nem sempre procede à verificação da condição suplementar de curto-circuito (“tempo de actuação ≤ 5 segundos”), visto que, como as redes são, por norma, muito extensas, é muito provável que aquela condição inviabilize o calibre do fusível a adoptar. Normalmente é colocado um fusível de 32 A.

A rede está deste modo configurada:

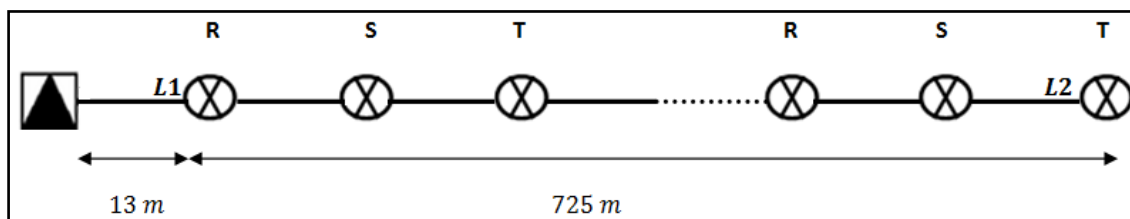


Figura 6.13 - Diagrama de rede da iluminação pública do loteamento no concelho de Castelo de Paiva

Como a rede representada na figura 6.13, é muito extensa, não se procede ao cálculo das correntes de curto-circuito pelas razões já expostas em cima.

- **Corrente de serviço:**

Por serem cargas monofásicas, o cálculo da corrente de serviço terá de ser feito fase a fase.

As correntes são determinadas recorrendo à seguinte expressão:

$$I_s = \frac{P_{total}}{U_s \cos(\varphi)} \quad (A) \quad (6.15)$$

em que:

P_{total} - Potência total das lâmpadas alimentadas pela mesma fase (W)

U_s - Tensão simples (V)

$\cos(\varphi)$ - factor de potência

Assim para a fase R da iluminação pública do loteamento em estudo, e admitindo um factor de potência unitário, obtemos o valor da corrente de serviço:

$$I_s = \frac{10 \cdot 150}{230} = 6,52 \text{ A}$$

Na iluminação pública é necessário entrar em linha de conta com os picos de correntes ocorridos no momento de arranque das luminárias. Assim sendo, é

necessário considerar um factor de arranque (f_a) de 1,3 multiplicado pela corrente de serviço.

$$I_S = 6,52 \cdot 1,3 = 8,47 \text{ A}$$

- **Condições de aquecimento e sobrecarga:**

Para $I_S = 8,47 \text{ A}$ resulta que $I_n = 10 \text{ A} \wedge I_f = 19 \text{ A}$

Cabo: $LSVAV 4 * 16 \text{ mm}^2 \Rightarrow I_Z = 90 \text{ A}$

$$I_S \leq I_n \leq I_Z$$

$$8,47 \leq 10 \leq 90(A)$$



$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$19 \leq 130,5 (A)$$



- **Quedas de tensão:**

Para se calcular a queda de tensão, é necessário dividir o cálculo em duas etapas. Numa primeira etapa calcula-se a queda de tensão desde o PT até ao ponto L1. Para se proceder a este cálculo faz-se uma redução da rede a jusante de L1 como se apenas existe-se uma luminária. Como até ao ponto L1 se considera um sistema trifásico equilibrado, usa-se a seguinte expressão:

$$\Delta U = R \cdot I \cdot I_S \quad (6.16)$$

Considerando que a resistência do cabo a 20° assume o valor de:

$$R_{cabo} = 1,89 \Omega/Km$$

Obtemos:

$$\Delta U_{L1} = 1,89 \cdot 0,013 \cdot 8,47 = 0,20 \text{ V}$$

Depois de calculada esta queda de tensão, passamos à segunda fase do cálculo. Esta permite o cálculo da queda de tensão entre o ponto L1 e L2, considerando a distância entre luminárias de 25 metros e N' igual a 4. O número de grupos de três armaduras (N') seria de $3,33\left(\frac{10}{3}\right)$, no entanto considera-se o caso mais desfavorável, com o arredondamento daquele coeficiente para o valor 4.

Assim as quedas de tensão, desde L1 até L2, são calculadas da seguinte forma:

$$\Delta U_f = 4 \cdot \left(\frac{4+1}{2}\right) \cdot 3 \cdot 1,89 \cdot 0,025 \cdot \left(\frac{150}{230} \cdot 1,3\right) = 1,20 \text{ V}$$

$$\Delta U_n = 4 \cdot \frac{3}{2} \cdot 1,89 \cdot 0,025 \cdot \left(\frac{150}{230} \cdot 1,3\right) = 0,24 \text{ V}$$

A queda de tensão total será a soma da queda de tensão entre L1 e L2 com a queda de tensão entre o PT e L1:

$$\Delta U = 0,20 + 1,20 + 0,24 = 1,64 \text{ V}$$

$$1,64 \leq 11,5 \text{ (V)}$$



Daqui se conclui que o cabo apresenta uma queda de tensão inferior à regulamentarmente aceite, podendo ser implementado.

6.5- Vistorias às Infra-Estruturas Eléctricas do Loteamento/Urbanização

Depois de aprovado um projecto, a obra respectiva poderá ser iniciada. Uma vez esta concluída terá de ser vistoriada pelos representantes da EDP Distribuição, na presença do empreiteiro e do técnico responsável pelas obras.

Os principais objectivos de uma vistoria são:

- Verificar as condições de segurança;
- Comprovar que a obra foi executada de acordo com o projecto aprovado;
- Verificar os certificados dos materiais aplicados na obra;
- Qualidade do trabalho executado.

Verificados estes aspectos, realizam-se ensaios de verificação de conformidade dos cabos isolados (BT e MT), transformadores MT/BT e armários de distribuição BT. Se estiverem reunidas todas as condições e se o Promotor tiver entregue toda a documentação técnica solicitada, efectua-se a recepção provisória das infra-estruturas eléctricas do loteamento.

Tipicamente os erros que levam à não aprovação das infra-estruturas eléctricas são os seguintes:

- Armários colocados fora do local previsto;
- Materiais não normalizados;

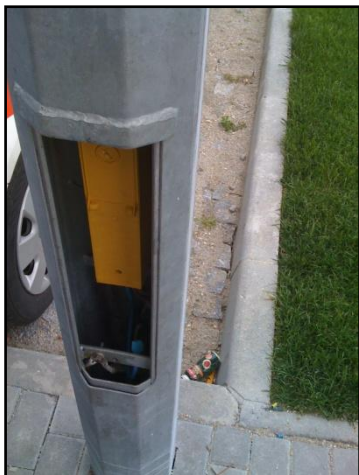


Figura 6.14 - Portilhola da coluna de iluminação normaliza (à esquerda) e não normalizada pela EDP Distribuição (à direita)

- Não verticalidade das colunas;
- Ligações à terra mal executadas;
- Esquema sinóptico em falta nos armários.

A recepção provisória tem a duração de 5 anos. Findo este período faz-se, na sequência de um pedido por escrito do Promotor, uma nova vistoria da infra-estrutura eléctrica. Se não for detectada qualquer anomalia, faz-se a recepção definitiva da obra.

Capítulo 7

Análise de Redes Aéreas de Baixa Tensão com recurso ao *SOFTWARE* DPLan

Um dos parâmetros que a EDP Distribuição presa, é a qualidade de serviço prestada aos seus clientes. Devido ao aumento do número de consumidores e/ou ao aumento de potência contratada poderão surgir reclamações dos consumidores, queixando-se, normalmente, de quedas de tensão exageradas. É com o objectivo de analisar possíveis soluções para a diminuição das quedas de tensão numa rede aérea de baixa tensão, com recurso ao DPLan, que surge este capítulo.

7.1- Metodologia na Análise de Reclamações de Clientes

Na origem de uma reclamação, estará sempre um motivo. É com análise da veracidade da motivação da reclamante (com estudos preliminares) que se inicia o estudo. As reclamações que surgem, devem-se a deficiências na qualidade da onda de tensão que chega ao consumidor. Estas perturbações podem envolver a frequência, o valor eficaz, a distorção harmónica, cavas de tensão, tremulação (flicker) e o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões [15]. A Norma Portuguesa NP EN 50 160 [33] estabelece parâmetros mínimos que a tensão de alimentação deve respeitar no ponto de entrega do cliente.

Eis algumas das exigências de qualidade, contidas naquele documento [33]:

- **Frequência:** deve ser igual a 50 Hz. Em condições normais o valor médio medido em intervalos de 10 minutos deve estar:
 - Entre 49,5 e 50,5 Hz durante 95% de uma semana,
 - Entre 47 e 52 Hz durante 100% de uma semana;

- **Tensão nominal:** $U_n = 230$ entre fase e neutro;
- **Variação da tensão de alimentação:** não tendo em consideração as interrupções, 95% dos valores eficazes médios de 10 min para cada período de uma semana devem situar-se na gama $U_n \pm 10\%$;
- **Severidade da tremulação (flicker):** para qualquer período de uma semana, a severidade de longa duração deverá ser inferior à unidade, durante 95% do tempo;
- **Desequilíbrio das tensões de alimentação:** para cada período de uma semana 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões, não devem ultrapassar 2% da correspondente componente directa.

Uma vez confirmada a legitimidade da reclamação do consumidor, segue-se a fase de resolução do problema, recorrendo ao software DPlan e à folha de cálculo REBATE, testando todas as alternativas possíveis. Destas escolhe-se a que à partida pareça ser a melhor solução, e envia-se para o “Departamento de Planeamento”, para aprovação e orçamentação.

Com o intuito de tornar a exposição mais clara, irá ser analisado uma reclamação de um cliente, situado na freguesia de Donim, concelho de Guimarães queixando-se de quedas de tensão elevadas no local de residência. Serão descritas todas as fases de resolução do problema, até se encontrar a solução final.

7.2- Estudos Preliminares

Depois de recebida a reclamação na EDP Distribuição, será necessário recolher todos os dados possíveis da rede, ou redes que alimentam o reclamante em causa, de forma a verificar a legitimidade da reclamação.

Os estudos realizados centram-se em medições da qualidade da onda de tensão na instalação do requerente, na identificação da localização do cliente na rede, de forma verificar as possíveis causas da reclamação do cliente e no estudo de possíveis soluções. Simultaneamente efectua-se o levantamento, no terreno, da respectiva rede, para posteriormente ser introduzir no software DPlan.

7.2-1. Medição da qualidade de onda de tensão nas instalações do requerente

Uma vez recebida a reclamação, a EDP Distribuição poderá, se assim o entender necessário, proceder à monitorização da qualidade da onda de tensão no respectivo ponto de entrega. Se assim for, deve comunicar ao cliente essa intenção, indicando as condições técnicas para a instalação dos equipamentos de monitorização e os custos que o cliente poderá ter, se os resultados obtidos demonstrarem que os requisitos mínimos de qualidade

técnica da onda de tensão são verificados, ou que não o são, por razões adversas ao operador da rede de distribuição [32].

O equipamento instalado para monitorização da qualidade da onda de tensão em clientes BT, é normalmente o “Electrocorder”, que é colocado numa das tomadas eléctricas da instalação do reclamante durante um período máximo de uma semana, a fim de medir e registar os valores da tensão no local de consumo. Após a recolha dos dados, procede-se à sua análise. No nosso caso os dados obtidos pelo “Electrocorder”, na habitação do reclamante, foram os seguintes (ver Anexo L - “Registo do “Electrocorder””):

- $V_{\text{máx}}$: 245 V
- V_{min} : 133 V
- V_{med} : 216,7 V

Analizados os dados, verifica-se que o valor mínimo de tensão registado neste cliente é bastante menor do que o valor mínimo regulamentar de 207 V (10 % da tensão nominal), e que, aproximadamente, 15 % dos valores medidos se situam fora dos 10 % permitidos. Com estes resultados verifica-se que o cliente tem toda a legitimidade na reclamação.

7.2-2. Localização do cliente na rede, utilizando o “e-SIT”

Com recurso ao *software* “e-SIT” procede-se à identificação da localização do cliente na rede, com o objectivo de:

- Localizar o posto de transformação que alimenta o reclamante;
- Localizar postos de transformação nas imediações do consumidor, para averiguar a possibilidade de este ser alimentado por outro posto de transformação próximo da sua residência;
- Medir, aproximadamente, a distância entre o reclamante e o posto de transformação que o alimenta, bem como distâncias entre possíveis ligações do cliente reclamante a novos postos de transformação de modo a excluir, logo à partida algumas dessas soluções.

Uma vez identificado o cliente no “e-SIT”, segue-se a análise da rede para montante deste, de modo a localizar o posto de transformação que o alimenta. No caso, verifica-se que o reclamante é alimentado pelo PT 133 GMR, distando aproximadamente 1000 metros do reclamante. À partida, com uma tão grande distância, está justificada a elevada queda de tensão verificada no local.

Localizado o PT e o reclamante, imprime-se a planta a partir do e-SIT e segue-se o levantamento da rede.

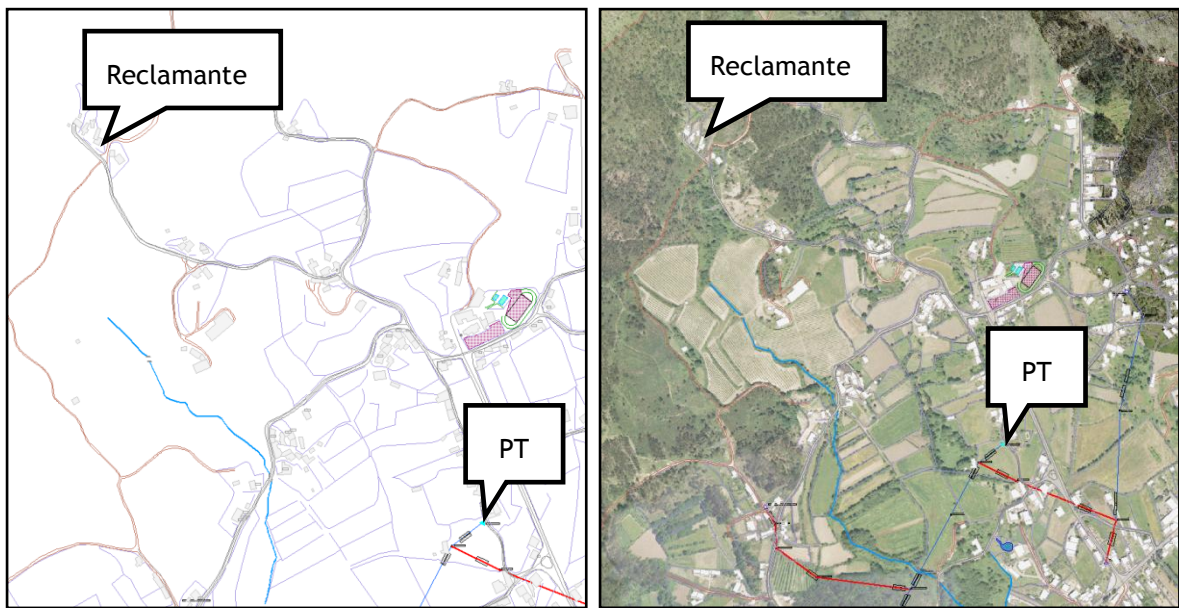


Figura 7.1 - Localização do P.T. que “alimenta” o reclamante

7.2-3. Levantamento da Rede BT

Para o levantamento da rede, é deslocado um técnico ao local da reclamação, com o objectivo de desenhar toda a rede que interliga o PT ao reclamante. Com a planta do terreno em mão, desenha-se a rede, com os cabos utilizados, os apoios, as caixas de derivação e as potências, que se supõe ser as contratadas pelos clientes, desde a saída do PT até ao reclamante. No caso, verifica-se que no PT 133 GMR não existe mais nenhuma saída disponível e que o circuito 4 é o que faz a ligação ao reclamante.

O levantamento de rede no terreno acaba por ser essencial para a escolha da solução final, uma vez que permite verificar o estado de degradação dos materiais, a possibilidade de haver um crescimento exagerado das cargas, e permite sobretudo, como é o caso, escolher a localização do novo P.T. a implantar na zona.

Terminados os estudos preliminares, segue-se o desenho da rede no software DPLan.

7.3- Desenho da Rede existente em DPLan

Após a recolha dos dados acima referidos, segue-se a introdução dos mesmos num software designado por DPLan. Este permite “carregar” as plantas da localidade onde se encontra o reclamante, a partir da inserção do número do PT respectivo.

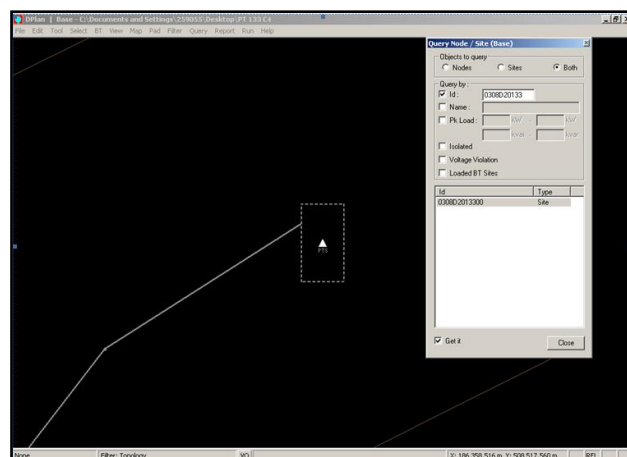


Figura 7.2 - Localização do P.T. 133 GMR no DPLan

Depois de localizado o P.T., prossegue-se com o desenho da rede relativa ao circuito 4 do PT 133 GMR. No DPLan deverão inserir-se os apoios presentes na rede, os cabos usados em cada dois apoios, as caixas de derivação e as cargas existentes. Uma vez que é bastante complicado, no terreno, saber em que fase é que cada cliente está colocado, define-se a fase no DPLan, como sendo “desconhecida”. Assim, o programa assume a potência contratada de cada cliente distribuída pelas três fases (figura 7.3).

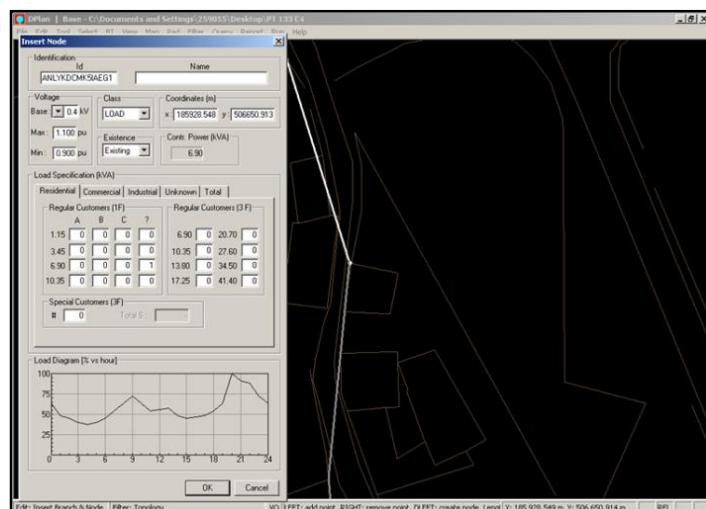


Figura 7.3 - Inclusão de cargas

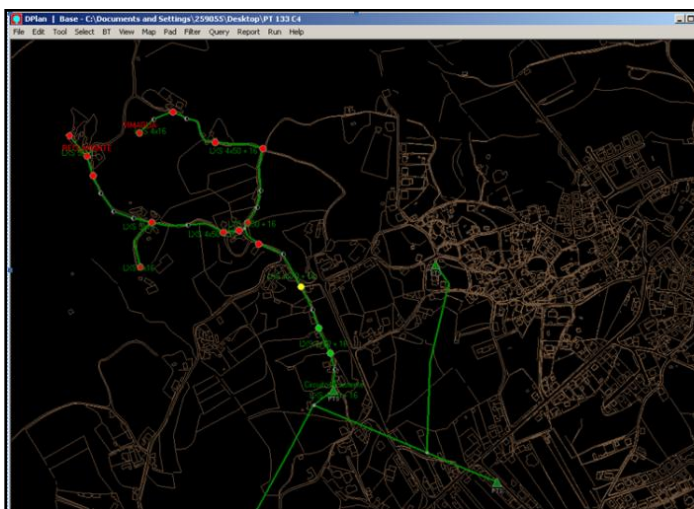


Figura 7.4 - Desenho da rede actual

À medida que se vai desenhando a rede, o DPLan indica automaticamente a cada carga inserida a presença ou não de quedas de tensão exageradas. Assim, se a carga estiver simbolizada com uma cor verde, significa que neste ponto da rede as quedas de tensão são mínimas, se estiver com uma cor amarela, indica que a queda de tensão naquele local se aproxima da queda de tensão mínima regulamentar e se a cor for vermelha então a queda de tensão já passa do limite regulamentar (definida como 8% do valor da tensão simples). Analisando o desenho da rede relativo ao mesmo caso (figura 7.4), verifica-se que já a

montante do reclamante do reclamante existem vários consumidores com quedas de tensão consideráveis.

Depois de completado o desenho da rede (ver anexo M - “Resultados obtidos com software DPlan e folha de cálculo REBATE” para “*Circuito_4 Existente do PT 133 GMR*”), os dados são exportados para o programa REBATE, que não é mais de que uma folha de Excel, associada ao DPlan, que para além de outros valores fornecidas, nos informa do valor da queda de tensão máxima obtida para a rede desenhada. O resultado obtido na folha REBATE (ver anexo M), relativamente à situação actual de exploração da rede, indica que a queda de tensão máxima obtida é de 22,27% que coincide com o local onde reside o reclamante (nó 26 para o nó 28). Ora isto é um valor bastante acima dos 8% regulamentares, confirmando as previsões iniciais.

7.4- Proposta de Remodelação da Rede existente

Com o intuito de baixar o valor das quedas de tensão, são então propostas alterações à rede existente. Na geração das soluções para a resolução do problema, não entramos em linha de conta com os custos associados a cada uma delas.

Uma vez que a rede existente é bastante extensa, comprimento superior a 1000 metros, pensou-se mesmo, antes de redesenhar a rede, em criar um novo PT, procedendo-se a uma divisão da rede existente, passando parte dela a ser alimentada pelo novo PT. Este teria de ser colocado o mais próximo possível do centro de cargas e da linha de média tensão. Assim optou-se por redesenhar a rede existente, introduzindo o novo P.T. (ver detalhes na figura seguinte).

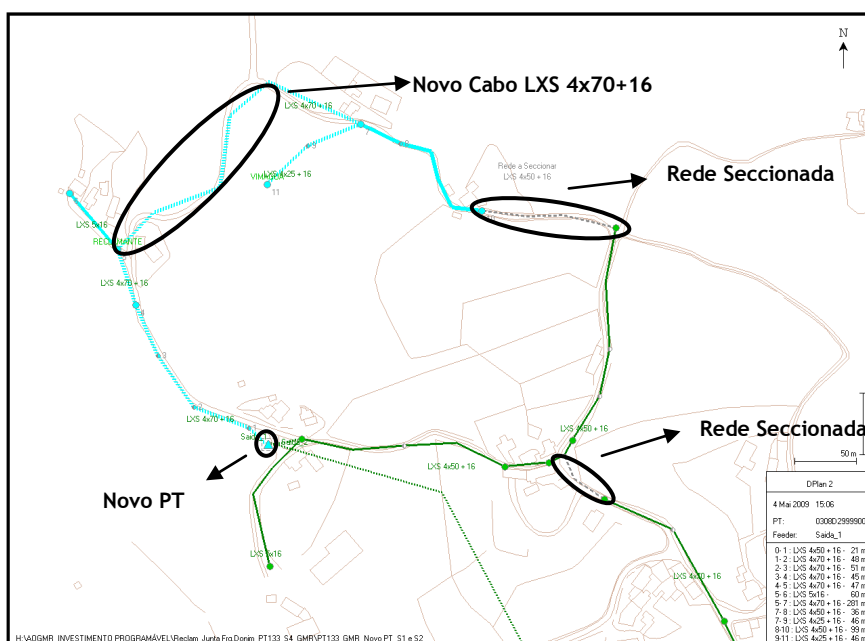


Figura 7.5 - Remodelação da rede com inserção de um novo P.T.

Como se constata, a rede foi seccionada em dois pontos, a fim de permitir a inserção do novo PT. Este será do tipo AI de 160 kVA, que vai alimentar a rede a partir de duas das suas saídas (“Saída_1” e “Saída_2”). A “Saída_1” alimentará o cliente reclamante bem como toda a parte superior da rede, enquanto que, a “Saída_2” alimentará a parte inferior da rede. No “circuito 4” do PT 133 GMR, vai ser substancialmente reduzida a carga a alimentar por este, uma vez que, a maioria das cargas vão ser atribuídas ao novo PT.

Para além da implantação do novo PT, parte da rede foi remodelada com a colocação de cabos com secções superiores. Na figura 7.5, o tracejado a cor azul, indica alterações nos cabos, relativamente à rede inicial. Procedeu-se a alteração da quase totalidade dos cabos que saem da “Saída_1” do PT novo, uma vez que, estes cabos tinham secções muito pequenas (16 mm^2). Note-se que os cabos normalmente usados para redes aéreas nos ramais (ou baixadas) são:

- $LXS 2 \times 16 \text{ mm}^2$;
- $LXS 4 \times 16 \text{ mm}^2$.

Para as canalizações principais usam-se os seguintes cabos:

- $LXS 4 \times 25 \text{ mm}^2$;
- $LXS 4 \times 50 \text{ mm}^2$;
- $LXS 4 \times 70 \text{ mm}^2$.

Optou-se por remodelar a rede com cabos $LXS 4 \times 70 \text{ mm}^2$ e $LXS 4 \times 25 \text{ mm}^2$, aos quais se acresce o condutor de iluminação pública, com secção de 16 mm^2 .

Relativamente aos apoios, estes já estão pré-definidos, sendo de 9 metros com o esforço à cabeça dependendo da função de cada apoio. Para funções de fim de linha e alinhamento utiliza-se o apoio 9200, para apoios de ângulo adoptam-se os 9400, 9600, 9800, 91000, de acordo com ângulo formados entre as linhas.

No levantamento no terreno da rede de baixa tensão, tem-se, também, especial atenção à rede de iluminação pública, nomeadamente ao estado de degradação das luminárias para, se necessário, se proceder à sua substituição.

Depois de desenhada a rede em DPLan e verificada a inexistência de quedas de tensão, prossegue-se a análise da viabilidade da solução proposta com a exportação dos dados para a folha de cálculo REBATE, de modo a obter os valores das quedas de tensão, para cada saída do PT novo, mas também para a saída do PT existente. Com a nova configuração da rede, para o mesmo caso, constata-se uma melhoria significativa nos valores da queda de tensão. Na tabela seguinte são apresentados os valores das quedas de tensão verificadas em cada uma das saídas dos PT's:

Tabela 7.1 – Quedas de tensão em cada saída de cada P.T. com a remodelação da rede

PT	Saída	Queda de Tensão Máxima (%)
Novo	“Saída_1”	5,4
	“Saída_2”	4,02
133 GMR	“Circuito_4 Existente”	2,99

Da análise da tabela, facilmente se conclui que a queda de tensão obtida, fica muito aquém dos valores máximos regulamentares. Relativamente ao queixoso, consultando a folha de cálculo REBATE relativa à “Saída_1” do PT novo (ver anexo M - “Resultados obtidos com software DPlan e folha de cálculo REBATE” para “*Saída_1 PT Novo*”), constata-se uma diminuição significativa das quedas de tensão verificadas no local, passando de 22,27% para 2,22% (nó 4 para o nó 5 da “Saída_1” do PT novo).

Em anexo (ver Anexo M - “Resultados obtidos com software DPlan e folha de cálculo REBATE” para: “*Saída_1 PT Novo*”, “*Saída_2 PT Novo*” e “*Circuito_4 Existente do PT 133 GMR após remodelação*”), podem ser consultadas as folhas cálculo REBATE para cada uma das saídas dos PT’s, bem como os desenhos da rede actual e da rede modificada em DPlan.

7.5- Viabilidade da Proposta de Remodelação da rede

Uma vez encontrada a solução que, à partida, parece ser a mais vantajosa, é enviado para o “Departamento de Planeamento de Rede” a proposta de investimento. É da responsabilidade deste departamento, entre outros, o estudo dos indicadores de continuidade de serviço, nomeadamente o valor da energia anual não fornecida (ENF) e o valor da energia anual de perdas (BT), na rede actual e na proposta de remodelação.

A partir dos resultados obtidos na folha de cálculo REBATE, poderá fazer-se uma análise rápida relativa à energia anual de perdas, e verificar se será, ou não, vantajosa, a proposta de investimento. Constata-se que na rede actual a energia anual de perdas (BT) é de 8,24 MWh e na rede em análise somando as várias saídas de cada um dos PT’s chega-se a um valor de 2,02 MWh ($= 0,82 \text{ MWh} + 0,76 \text{ MWh} + 0,44 \text{ MWh}$), correspondendo a uma diminuição de perdas de aproximadamente 75 % face à situação actual de exploração da rede.

Da proposta de projecto de investimento a enviar ao “Departamento de Planeamento” deverão constar, os dados relativos ao local da reclamação associado ao respectivo PT, o investimento que será necessário realizar na rede e alguns dos resultados obtidos, efectuando comparações entre a rede actual e a rede a remodelar.

Depois de analisada a proposta, o “Departamento de Planeamento”, viabiliza o projecto de remodelação da rede existente (ver Anexo N - “Parecer do Departamento de planeamento à proposta de Remodelação”). Juntamente com o despacho, é fornecido o orçamento para a remodelação da rede existente.

Capítulo 8

A Manutenção de Redes Subterrâneas BT - Localização de Traçados e Defeitos

A última etapa do estágio na EDP Distribuição ocorreu na área de manutenção. Apesar da curta passagem neste departamento, houve a oportunidade de apreender os procedimentos associados à detecção de avarias em cabos subterrâneos de baixa tensão.

O facto de uma rede distribuição ser subterrânea implica uma maior segurança para os cabos, quando comparado com as redes aéreas, já que, aqueles não estão sujeitos à acção dos agentes atmosféricos. No entanto, quando surgem avarias, a localização e a reparação das mesmas é complexa, uma vez que o traçado da linha não é visível. Por esta razão é importante dispor de equipamentos capazes de, com rigor e eficiência, auxiliar naquelas tarefas.

8.1- Tipos de Defeitos numa Rede Subterrânea BT

Os defeitos nas redes subterrâneas são classificados, de acordo com a sua origem (interna ou externa) e sua natureza (eléctricos e não eléctricos).

8.1-1. Origem do Defeito

Os defeitos com origem interna podem dever-se a defeitos de fabrico dos cabos (apesar de ser pouco provável, uma vez que, os cabos são sujeitos a testes, rigorosos, de fábrica), ao aquecimento excessivo dos mesmos (devido, por exemplo, à elevada resistência térmica do terreno), ao aparecimento de solicitações dieléctricas elevadas (sobretensões) e no progressivo envelhecimento dos cabos.

Os defeitos de origem externa devem-se, fundamentalmente, à acção mecânica a que os cabos ficam sujeitos, à deterioração da sua bainha exterior (devido ao mau manuseamento durante o transporte e/ou estabelecimento no solo) provocando a entrada de humidade, à má concepção ou montagem de algum acessório (como por exemplo uma caixa de junção) ou, ainda, à destruição accidental de uma canalização por acção de uma escavadora.

8.1-2. Natureza do Defeito

Os defeitos não eléctricos devem-se, por exemplo, a fuga de óleo ou gás, em cabos de constituição especial.

Os defeitos eléctricos podem ser de:

- isolamento;
- continuidade;
- tipo explosor.

Os defeitos de isolamento, são os mais frequentes e podem ser caracterizados electricamente pelo seguinte esquema:

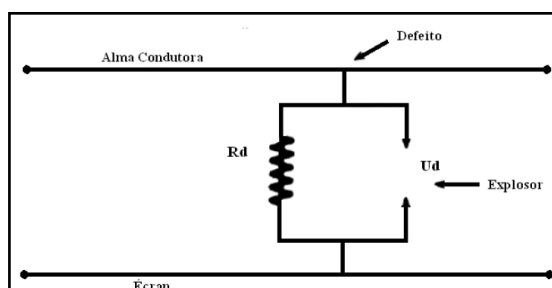


Figura 8.1 - Esquema eléctrico representativo de um defeito de isolamento [2]

A resistência R_d faz o acoplamento entre a alma condutora do cabo e o ecrã metálico (para um defeito fase-terra) ou entre dois condutores (para um defeito fase-fase), em paralelo com um explosor de tensão de escorvamento U_d .

O defeito de isolamento pode classificar-se de acordo com o valor de R_d (resistência de defeito) e U_d (tensão de escorvamento). Assim se R_d for menor ou igual a $5\text{ k}\Omega$ o defeito de isolamento é de baixa impedância e se R_d for maior que $0,5\text{ M}\Omega$ designa-se de alta impedância. Relativamente à tensão de escorvamento, U_d , se esta for de muito baixo valor ou nula o defeito designa-se como franco.

Os defeitos de continuidade, correspondem ao corte de um ou mais condutores a que está associado uma resistência de defeito, ou “shunt”, em geral superior a $10\text{ k}\Omega$.

Os defeitos do tipo expulsor, comportam-se como defeitos de isolamento, mas onde o valor de R_d é de tal modo elevado, que acaba por se comportar como um explosor de tensão

de escorvamento U_d , sendo toda a energia que o cabo armazena descarregue através dele. Este tipo de defeitos geralmente está associado aos cabos que suportam tensões elevadas.

8.2- Técnicas de Localização de Defeitos Eléctricos

Para se efectuar a reparação de um determinado defeito que ocorre na rede subterrânea será necessário saber qual o tipo de defeito e a sua localização no terreno. Para atingir este objectivo, são utilizados diversos métodos, sendo que alguns deles, nomeadamente os *métodos de ponte*, por já estarem em desuso não vão aqui ser retratados.

Para se proceder à localização do defeito numa rede subterrânea são utilizados dois tipos de localização: a localização aproximada à distância e a localização exacta no terreno. No entanto antes da localização será necessário proceder, previamente, à consignação do cabo e à análise do defeito.

8.2-1. Consignação do Cabo

A consignação do cabo será sempre necessária antes da detecção de qualquer tipo de defeito, a fim de proteger as pessoas e os equipamentos. A operação de consignação consiste no isolamento da parte da rede onde está o defeito, ficando o cabo sem tensão, e na ligação das suas extremidades à terra.

8.2-2. Análise do Defeito

Os métodos utilizados na detecção de defeitos são baseados na medição das resistências de isolamento e na continuidade dos condutores.

O objectivo de medir a resistência de isolamento, prende-se com a necessidade de saber o valor da resistência aparente entre o condutor e o ecrã metálico ligado à terra ou entre dois condutores, utilizando para isso uma tensão contínua que poderá atingir uma amplitude de 5000 V se se suspeitar de defeito de isolamento [2].

8.2-3. Localização à Distância do Defeito

A localização de um defeito à distância tem como objectivo determinar a distância compreendida entre a extremidade onde se efectua as medidas até ao ponto onde se encontra o defeito.

Os métodos correntemente utilizados na localização à distância de defeitos, designam-se como métodos ecométricos. Estes métodos baseiam-se na análise da resposta do cabo face a um impulso ou onda electromagnética de alta frequência.

A velocidade de propagação das ondas electromagnéticas nos cabos subterrâneos (v) depende apenas da permissividade relativa do isolante (ϵ), de acordo com o exposto na seguinte fórmula:

$$v = \frac{c}{\sqrt{\epsilon}} \quad (9.1)$$

em que c representa a velocidade de propagação da luz no vácuo ($c \approx 300 \text{ m/ms}$). Assim, cada cabo apresenta diferentes tipos de velocidade de propagação dependendo da natureza do material de isolamento.

A distância a que se encontra o defeito (l_x) é obtida pela determinação do tempo (t_x) que decorre entre o envio de um impulso, gerado por um ecómetro, e a recepção do seu eco, obtido por meio de um osciloscópio.

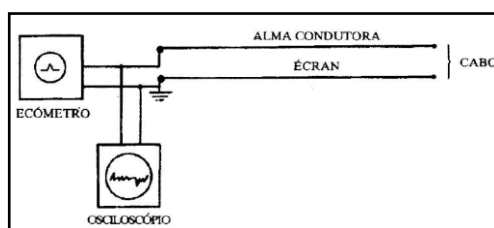


Figura 8.2 - Esquema eléctrico representativo da aplicação do método ecométrico [2]

O valor da distância do defeito pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$l_x = \frac{1}{2} v t_x \quad (9.2)$$

onde l_x é o comprimento do cabo desde o local onde está a ser feita a medição e a zona de defeito, v é a velocidade de propagação da onda no cabo e t_x é o tempo de ida e volta da onda no cabo.

Pelo análise do oscilograma, nomeadamente pela análise do coeficiente de reflexão, poderá fazer-se uma análise criteriosa do tipo de defeito que se está a analisar. O coeficiente de reflexão, r , é dado por:

$$r = \frac{R_d - Z_c}{R_d + Z_c} \quad (9.3)$$

em que R_d representa a resistência de defeito e Z_c a impedância característica do cabo.

Se a resistência de defeito, R_d , for superior à impedância característica do cabo, Z_c , o factor de reflexão é positivo e tratar-se-á de um defeito de continuidade, já que é sinal que existe um circuito aberto (Figura 8.3). Se o inverso acontecer, ou seja, $Z_c \gg R_d$, o factor de reflexão será negativo, sinal de um curto-circuito, ou seja, um defeito de isolamento (Figura 8.4). Por último, se apenas se notar no oscilograma uma pequena oscilação entre valores

positivos e negativos, então é sinal que poderá tratar-se de um defeito numa caixa de derivação sem que haja mudanças na característica do cabo (Figura 8.5).

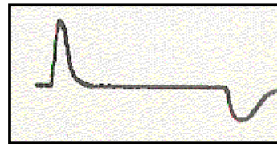
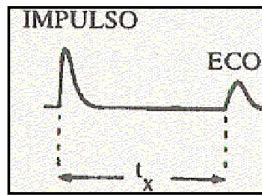


Figura 8.3 - Defeito de continuidade [2]

Figura 8.4 - Defeito de isolamento [2]

Figura 8.5 - Defeito numa caixa de derivação [2]

8.2-4. Localização do Defeito no Terreno

A localização do defeito no terreno tem como objectivo, reduzir ao mínimo o comprimento da vala a abrir para se proceder à reparação do cabo. Para atingir este fim utilizam-se, fundamentalmente, dois métodos: o método de detecção do campo magnético ao longo do cabo e o método de detecção de vibrações do solo.

O método de detecção do campo magnético ao longo do cabo, serve para localização do traçado dos cabos mas também na localização dos defeitos. O método baseia-se na detecção, ao longo do trajecto do cabo, de um campo magnético originado por uma corrente com uma determinada frequência que é injectada no cabo onde se suspeita a avaria. O campo magnético é detectado com a ajuda de uma pequena bobina com núcleo de ferrite ligado a um receptor adequado.

O método de detecção de vibrações no solo, assenta na detecção, à superfície do solo, do ruído e das vibrações provocados pela injeção de ondas de choque no cabo com defeito. O arco formado no local de defeito, dá origem a um sinal acústica que se propaga ao longo do solo. A intensidade do ruído provocado depende da energia da onda de choque enviada para o cabo.

Neste momento, na EDP Distribuição, ao nível da baixa tensão, é usado o método de detecção do campo magnético ao longo do cabo para a localização de defeitos em virtude de o método de injeção de ondas de choque apresentar algumas contra-indicações. Nomeadamente, a energia que a onda de choque transporta, acelera o envelhecimento do cabo. Para colmatar este problema, surgiu, recentemente, no mercado, um sistema, designado como “*Sistema de localização RD4000*”, que permite para além da detecção do traçado do cabo, a localização de defeitos, em cabos eléctricos.

8.3- “Sistema de localização RD4000” na Detecção de Defeitos

O “sistema de localização RD4000” foi recentemente adquirido pela EDP Distribuição, sendo que os técnicos ainda se encontram em fase de aprendizagem das técnicas de manipulação do mesmo. É de salientar que este dispositivo permite, apenas, a detecção de avarias em cabos subterrâneos de baixa tensão. Para além deste aspecto refira-se que o sistema permite, somente, a localização de defeitos fase-terra, ou seja defeitos em que o condutor esteja em contacto com a terra; isto não constitui uma grande desvantagem, já que este tipo de defeitos está na origem de, cerca de, 70% a 80% das avarias.

8.3-1. Constituição do Sistema

O sistema é constituído por dois módulos fundamentais:

- **Transmissor:** cria um sinal identificável e injecta-o no cabo. É a partir deste sinal que o cabo poderá ser localizado;
- **Receptor:** informa o utilizador, visualmente e auditivamente, quando é detectado o sinal que foi aplicado pelo transmissor ao cabo. O receptor é utilizado para identificar o traçado do cabo e para a detecção exacta do local de defeito. É possível efectuar o ajuste manual da sensibilidade, de acordo com a distância ao receptor. Para a localização exacta do defeito será necessário acoplar ao receptor um acessório designado por “A-frame”.



Figura 8.6 - Transmissor

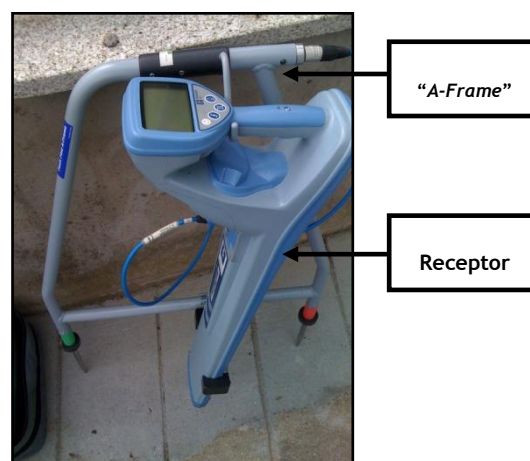


Figura 8.7 - Receptor acoplado ao acessório “A-Frame”

Em anexo (ver Anexo O - “Especificações técnicas do Transmissor e Receptor RD4000”), apresenta-se as características destes dois módulos.

8.3-2. Princípio de Funcionamento

O princípio de funcionamento deste sistema baseia-se na indução electromagnética provocada pela passagem de uma corrente alternada no cabo. Este campo magnético tem uma forma cilíndrica em torno do condutor e é designado, correntemente, como “sinal”.

Para a identificação do traçado do cabo, é injectado directamente um sinal AC, a partir do transmissor, com uma determinada frequência no cabo.

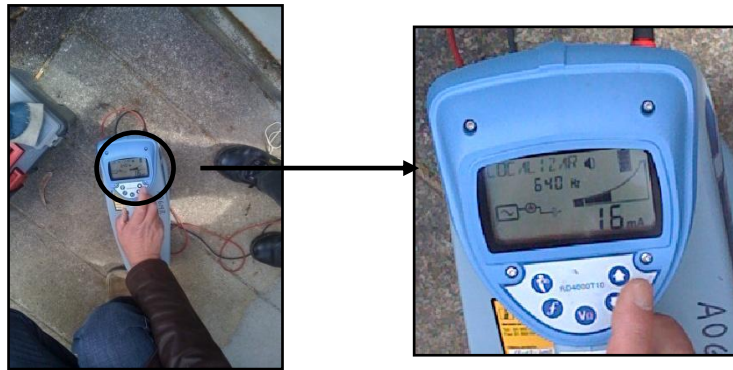


Figura 8.8 - Aplicação de uma corrente alternada pelo transmissor no cabo com defeito

Para que a corrente circule no cabo será necessária a criação de um circuito eléctrico fechado. Este é estabelecido com a ligação, à terra, do transmissor, fechando-se o circuito através da capacitância do cabo.

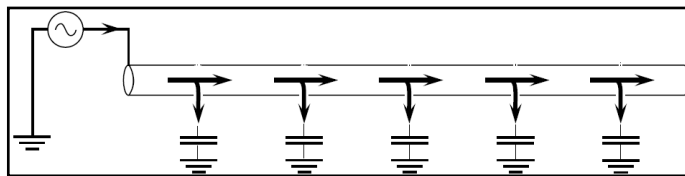


Figura 8.9 - Circuito eléctrico estabelecido pela ligação do aparelho [16]

O receptor não é mais do que uma bobina, que produz uma tensão alternada proporcional ao campo magnético, ou “sinal”, que passa através dela, devido aos princípios de indução. De forma a amplificar o pequeno sinal recebido, usa-se um núcleo de ferrite em torno da bobina.

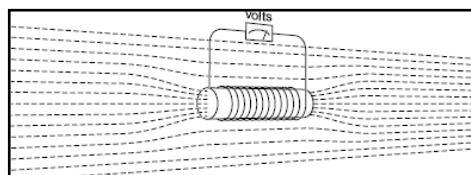


Figura 8.10 - Bobina com núcleo de ferrite [16]

Para tornar a identificação do traçado do cabo mais eficiente, poderá reduzir-se a percentagem do sinal perdido, aumentar a corrente inserida pelo transmissor ou aumentar a

sensibilidade do receptor. Quanto mais distante do transmissor se efectuar a detecção do traçado do cabo, maior vai ser a dificuldade em reconhecer o sinal pelo receptor, devido às perdas existentes no cabo, à condutividade do solo e à frequência do sinal injectado.

Para a detecção do defeito no cabo será necessário acoplar ao receptor o acessório “A-frame”. A função do detector será localizar o ponto onde o condutor está em contacto com a terra.

De modo a exemplificar o funcionamento do detector de defeitos, vamos considerar o transmissor como se fosse uma bateria ligada ao cabo defeituoso e à terra (ver figura 8.11).

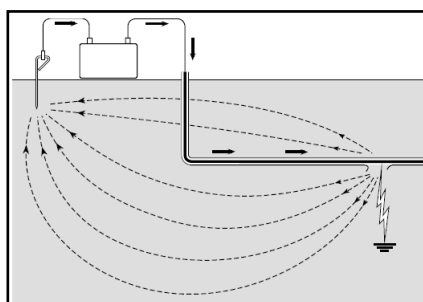


Figura 8.11 - Esquema representativo das correntes que circulam através da terra entre o defeito e a massa da bateria [16]

Com todas as massas desligadas, no troço do cabo em análise, a corrente vai fluir até ao local de defeito, circulando através da terra e regressando ao outro terminal da bateria. Chegando ao local de defeito, a corrente pode tomar várias direcções.

O “A-frame”, funciona como as “pontas” de um voltímetro que é colocado em contacto com a terra em dois pontos.

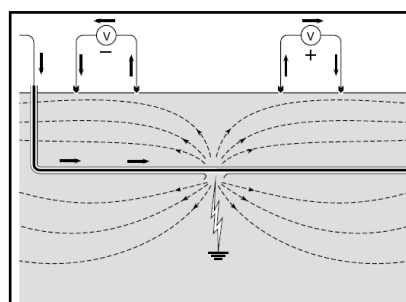


Figura 8.12 - Esquema representativo do funcionamento do “A-frame” [16]

Como mostra na figura, o voltímetro lê um valor negativo ou positivo, dependendo da direcção das correntes que circulam através da terra. É de salientar que o sinal é mais forte quando próximo do defeito e fraco, ou mesmo indetectável, quando distante do mesmo. O detector não consegue localizar directamente o defeito, mas indica por intermédio de uma “seta” se o defeito está a montante ou a jusante do detector.



Figura 8.13 - Localização do defeito

O defeito é encontrado a partir do momento em que o utilizador detecta que há uma flutuação na “seta”, deslocando-se de forma rápida em ambas as direcções.

Depois de detectado o defeito, assinala-se no terreno a sua localização e procede-se à abertura de vala para a reparação da avaria.

Capítulo 9

Aplicação Desenvolvida no Âmbito do Projecto de Redes de Baixa Tensão

Tal como para as redes aéreas de média tensão, foi também desenvolvida uma aplicação em Excel e Visual Basic, no âmbito do dimensionamento de redes de baixa tensão, a qual permite, de uma forma célere e automática, sistematizar os cálculos analíticos apresentados no capítulo 6.

Este capítulo destina-se a descrever o funcionamento da aplicação baptizada de “*Dimensionamento_BT*”, recorrendo para isso a fluxogramas que descrevem o algoritmo implementado.

O programa foi suficientemente testado em projectos de loteamentos/urbanizações analisados no departamento e será dado, como exemplo, o loteamento analisado no capítulo 6, a fim de testar o algoritmo desenvolvido.

9.1- Aplicação “*Dimensionamento_BT*”

9.1-1. Objectivos

Da necessidade de automatizar o cálculo das secções dos cabos e dos fusíveis que protegem os mesmos numa rede de distribuição em baixa tensão, criou-se a aplicação “*Dimensionamento_BT*”.

Para o dimensionamento de uma rede BT, o algoritmo desenvolvido baseia-se na verificação das condições já enunciadas no capítulo 6:

- Condição de aquecimento;
- Condição de sobrecarga;

- Condição de Quedas de tensão;
- Protecção contra curto-circuitos;
- Selectividade.

O algoritmo implementado permite dimensionar (canalizações e protecções) uma saída de um posto de transformação, constituída, no máximo, por cinco armários distribuição, independentemente da configuração da rede.

9.1-2. Interface

A interface da aplicação desenvolvida, deverá ser a mais intuitiva possível. Assim, esta é constituída por cinco “rectângulos”, sendo que cada um deles representa um armário de distribuição. A imagem seguinte apresenta a interface relativa ao armário “AD2”:

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitações	5	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércio						

S total (kVA): 28,86 Is (A): 41,66

Fusível: In (A) 50

ODT(V): 8,22
ODT(%): 3,57 Verifica ✓

Icc_min (A): 971,79 Verifica ✓

Figura 9.1 - Interface da aplicação “Dimensionamento_BT”

Os campos com preenchimento a branco, são os que o utilizador deverá completar, sendo os restantes de preenchimento automático pelo algoritmo. Assim os campos a preencher pelo utilizador são:

- **Potência contratada por local de consumo:** aqui são colocados o número de habitações, serviços comuns, garagens, comércio e outros pontos de consumo com as respectivas potências associadas, que vão estar directa ou indirectamente ligados ao armário de distribuição em causa;
- **Armário Anterior:** neste campo, preenche-se a origem do armário respectivo. Neste caso (Armário “AD2”), o campo “Armário Anterior” poderia apenas ser preenchido pelo armário “AD1”. Na interface do armário “AD5”, por exemplo, o campo “Armário Anterior” poderia ser preenchido pelo armário “AD1”, “AD2”, “AD3” e “AD4”;
- **Modo de Estabelecimento:** a rede de distribuição em baixa tensão poderá ser estabelecida em modo aéreo ou subterrâneo, sendo que neste caso os cabos podem ser enterrados directamente no solo, numa vala, ou então entubados. O utilizador

poderá, assim, optar entre três modos de estabelecimento: “Aéreo”, “Vala” ou em “Tubo”;

- **Comprimento:** permite especificar, em metros, o comprimento de cabo existente entre o armário em causa e o armário anterior.

Os restantes parâmetros da interface são preenchidos automaticamente pela aplicação. Destes destaco os seguintes:

- **S total:** calcula a potência total, em *KVA*, que o armário vai sustentar em função do número de instalações, da potência associada a cada uma e dos factores de simultaneidade acoplados;
- **Is:** representa a corrente de serviço em Amperes (*A*), das instalações mencionadas em função da sua potência;
- **Cabo:** designação do cabo a aplicar na instalação;
- **In:** calibre do fusível a adoptar;
- **QDT:** queda de tensão em percentagem e em volts (*V*);
- **Icc_min:** valor do curto-circuito mínimo expresso em Amperes (*A*).

Para além destes campos, a preencher pelo utilizador ou a serem preenchidos pelo algoritmo, existem três botões que possibilitam activar rotinas dentro deste. São eles os seguintes:

- **Calcular:** este botão activa a rotina *Inicio*. Tal como o nome indica, é clicando no botão “*calcular*” que o algoritmo faz o cálculo inicial do cabo a utilizar bem como do fusível a adoptar;
- **> Secção:** permite ao utilizador aumentar manualmente a secção do condutor, activando as rotinas, *Aumento_secção_armário_X*, em que *X* é o armário em que se pretende aumentar a secção do cabo que o liga;
- **Limpar:** possibilita ao utilizador apagar automaticamente, os parâmetros preenchidos pelo algoritmo através da rotina *Limpar_X*, em que *X* assume o valor do armário em que se pretende limpar os dados. É de salientar que, sempre que se inicializa o cálculo, deverá limpar-se todos “rectângulos” respectivos aos armários preenchidos, para que assim a aplicação não entre em conflito, adoptando valores de cálculos anteriores.

Por fim o algoritmo apresenta uma informação visual, indicando a cor verde a palavra “*Verifica*”, sempre que a queda de tensão está abaixo do estipulado pelo regulamento, e

também quando está garantida a protecção contra curto-circuitos. Se estas condições não se verificarem, a aplicação apresenta a cor vermelha as palavras “*Não Verifica*”.

9.1-3. Rotina “Início”

A rotina “Início”, é a base do algoritmo implementado. Esta rotina permite determinar as secções dos cabos a serem implementados e os respectivos calibres dos fusíveis, sem que à partida esteja garantida a condição mínima de quedas de tensão e a protecção contra curto-circuitos. Para cada armário de distribuição é determinado o cabo que alimenta esse armário e o fusível que protege o respectivo cabo.

Qualquer algoritmo necessita de variáveis. Para a rotina “Início” foram criadas quatro variáveis, para cada um dos armários de distribuição. Assim, por exemplo, para o armário 2 criaram-se as seguintes variáveis:

- **Sfase2:** secção da fase do cabo que alimenta o armário AD2 especificado na “Folha 2” do Excel da aplicação (*S Fase*);
- **Sneutro2:** secção do neutro do cabo que alimenta o armário AD2 especificado na “Folha 2” do Excel da aplicação (*S Neutro*);
- **Icc2:** corrente de curto-circuito especificada na “Folha 2” do Excel da aplicação (*Icc*);
- **Iff2:** Intensidade de corrente convencional de funcionamento do aparelho de protecção especificada na “Folha 2” da aplicação (*If*);
- **aux2:** variável auxiliar, posteriormente utilizado para a rotina >Secção;
- **i:** variável auxiliar utilizada no ciclo repetitivo *For*;
- **j:** variável auxiliar utilizada no ciclo repetitivo *For*.

A cada nome de variável está associado um número. Neste caso, como o exemplo é relativo ao armário de distribuição 2, as variáveis são constituídas pelo número 2; se fosse outro armário, as variáveis tomariam o número do armário em questão (ex. para o armário 5 as variáveis seriam: Sfase5, Sneutro5, Icc5, Iff5, aux5, i, j).

É a partir da “Folha 2” do Excel que o algoritmo assume os valores da secção e do calibre dos fusíveis a adoptar, em função da corrente de serviço calculada. Assim as tabelas representadas nessa folha são apresentadas a seguir:

Tabela 9.1 – Tabelas auxiliares na “Folha 2” do Excel

Características fusíveis			
In	Inf	If	Icc
32	41	51	125
40	52	64	170
50	65	80	220
63	82	101	290
80	104	128	420
100	130	160	540
125	162	200	600
160	208	256	870
200	260	320	1200
250	325	400	1460
315	410	504	2050

Cabo	Iz AÉREO	Iz VALA	Iz TUBO	S Fase	S Neutro	ESTABELECIMENTO
LSVAV 4x35		130	104	35	35	SUBTERRÂNEO
LSVAV 4x50		150	120	50	50	SUBTERRÂNEO
LSVAV 4x95		235	190	95	95	SUBTERRÂNEO
LVAV 3x150+70		310	250	150	70	SUBTERRÂNEO
LVAV 3x185+95		355	285	185	95	SUBTERRÂNEO
LXS 4x16+16	75			16	16	AÉREO
LXS 4x25+16	100			25	25	AÉREO
LXS 4x50+16	150			50	50	AÉREO
LXS 4x70+16	190			70	70	AÉREO
LXS 4x95+16	230			95	95	AÉREO

Na tabela “*Características fusíveis*”, o valor de I_{cc} é determinado em função das tabelas presentes no R.S.R.D.E.E.B.T. [8], já mencionadas (ver Anexo I), sendo que o valor do I_{cc} apenas depende do calibre do fusível e não da secção do cabo.

A rotina implementada em Visual Basic e Excel apresenta uma sequência de cálculo repetitiva. A função implementada é dividida em cinco partes iguais, uma para cada armário, sendo que apenas as variáveis utilizadas mudam consoante o armário. Posto isto apresenta-se a sequência de cálculo para o armário 2 e o respectivo fluxograma considerando também que os cabos são enterrados directamente na vala:

- Cálculo da potência total das instalações ($S_{total} (kVA)$) que o armário de distribuição vai suportar, aplicando os factores de simultaneidade respectivos a cada instalação (1);
- Cálculo da corrente de serviço em função da potência total (2);
- Determinação do calibre do fusível do cabo que alimenta o armário, e verificação de qual o armário que o antecede, para que, no caso de não haver selectividade no calibre dos fusíveis, apareça uma mensagem informando isso mesmo (“*Não há selectividade*”). Ao calibre do fusível calculado (I_n) são associados os valores de I_{f2} e I_{cc2} , representados na tabela da “*Folha 2*” do Excel (3);

É de salientar que como o exemplo é relativo ao armário 2, o armário anterior só poderia ser o 1, mas se o exemplo focasse o armário 5, poderia haver quatro hipóteses de armários que se poderiam ligar a este. O processo de cálculo é similar; no entanto é preciso aplicar um teste a cada uma das hipóteses, de modo, a que o programa passe a saber qual o armário distribuição que antecede o armário 5;

- Verificação do modo de estabelecimento do cabo (se aéreo, em vala ou em tubo) e análise das condições de aquecimento e de sobrecarga. É escolhido o cabo na “*Folha 2*” do Excel, que simultaneamente verifica estas duas condições. Ao cabo escolhido é associado o valor da secção da fase (S_{fase2}) e do neutro ($S_{neutro2}$) (4);

No fluxograma apresentado (figura 9.2), optou-se por exemplificar um cabo enterrado directamente em vala, como modo de estabelecimento. De qualquer modo poderia ter-se exemplificado para qualquer modo de estabelecimento, uma vez que a sequência de cálculo é idêntica;

- Cálculo da queda de tensão. Se esta for inferior a $11,5 V$ então aparecerá na interface a indicação “*Verifica*”; se for superior aparecerá a indicação “*Não Verifica*” (5);
- Cálculo do valor de curto-circuito mínimo, e verificação de se este é superior ao valor de I_{cc2} , já retirado da “*Folha 2*” do Excel. Se a condição for verdadeira, então aparecerá a palavra “*Verifica*”; se não aparecerá a palavra “*Não Verifica*” (6).

O fluxograma da rotina “*Início*” é assim apresentado:

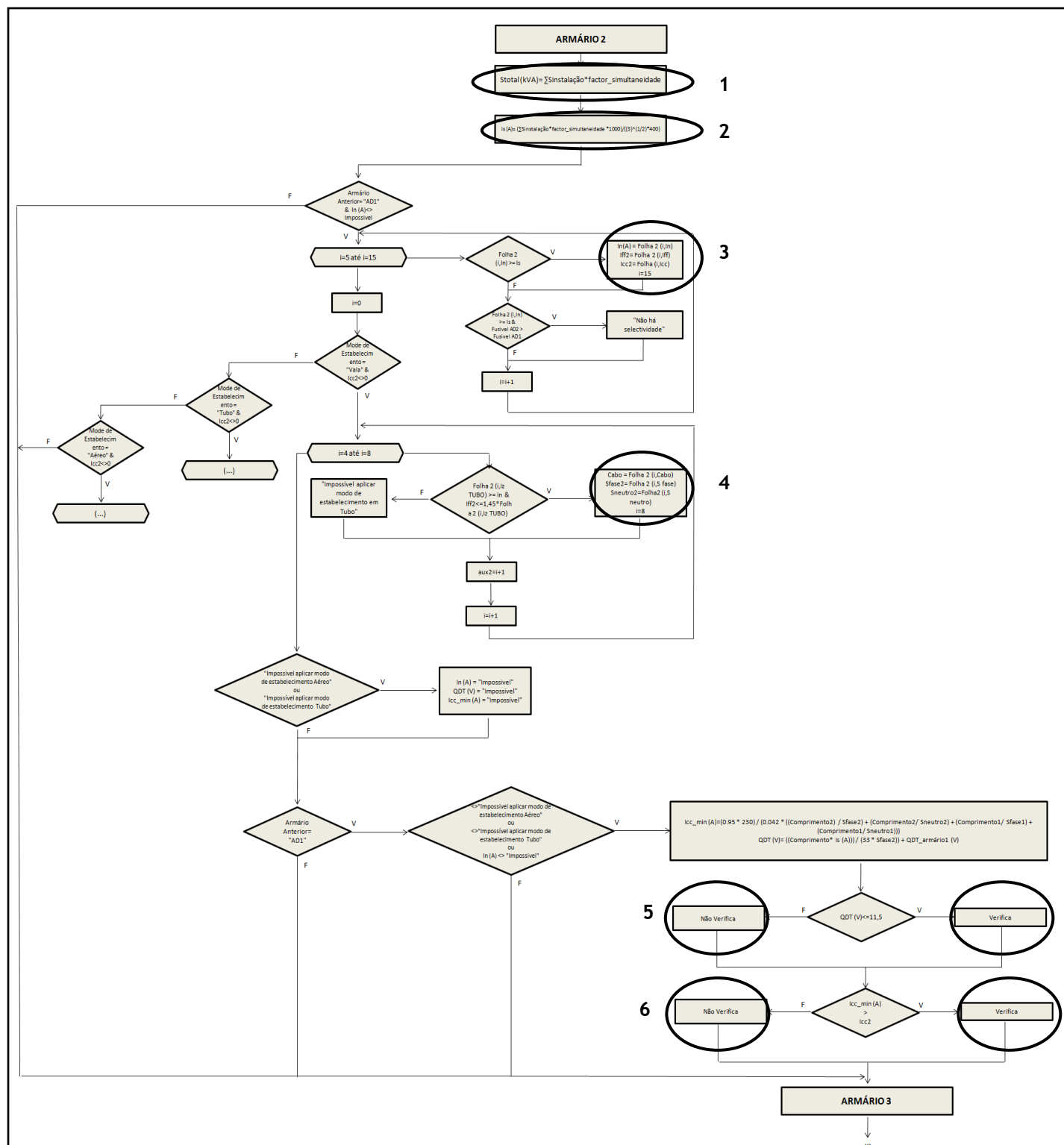


Figura 9.2 - Fluxograma da rotina “Início”

9.1-4. Rotina “Aumento_Secção_Armario_X”

A rotina “Inicio”, determina a secção e o calibre do fusível que protege a canalização sem no entanto atender à condição mínima das quedas de tensão e à protecção contra curto-circuitos. Sempre que as condições não se verificarem aparecerá em ambos os casos uma mensagem na aplicação informando tal facto (“Não verifica”). A rotina “Aumento_secção_armário_X”, como o próprio nome indica, permite aumentar a secção do cabo até que as condições referidas se verifiquem.

Tal como a rotina anterior, esta é também dividida em cinco partes. Em cada armário de distribuição é possível aumentar a secção dos cabos que o ligam, sendo que este aumento de secção implicaria uma menor queda de tensão no cabo em causa, mas também uma diminuição na queda de tensão no final do troço. Assim sempre que se aumenta a secção, será necessário actualizar a queda de tensão em toda a instalação bem como as correntes de curto-circuito.

A rotina “Aumento_secção_armário_2”, (tomando novamente como exemplo, o caso do armário 2) apresenta a seguinte sequência de cálculo:

- De acordo com o modo de estabelecimento do cabo, verificam-se se se pode subir à secção do cabo, uma vez que, para o modo estabelecimento aéreo o cabo não deverá ter uma secção superior ao cabo LXS 4x95+16. Para os cabos estabelecidos no solo, em vala, ou em tubo, a secção do cabo a ser utilizado não poderá ser superior a LVAV 3x185+95. Se não for permitido o aumento de secção do cabo então aparecerá uma mensagem no ecrã indicando: “Impossível aumentar secção” (1);
- Verificar qual o armário de distribuição que liga ao armário 2 (neste caso apenas poderia ser o armário 1). Determinar o calibre do fusível do cabo (I_n), sendo a este associados os valores de I_{f2} e I_{cc2} representados na tabela da “Folha 2” do Excel, tal como acontece na rotina “Inicio” (2);
- A variável $aux2$, criada na rotina “Inicio”, permite assumir os próximos valores de S_{fase2} e $S_{neutro2}$ inicialmente escolhidos, uma vez que a variável $aux2$ é incrementada na rotina “Inicio” (3);
- Calcular os valores de curto-circuito mínimo e da queda de tensão e incrementação da variável $aux2$ para que ao entrar novamente nesta rotina o algoritmo assuma já a próxima secção do cabo (4);
- Actualização das quedas de tensão e dos curto-circuitos mínimos nos armários seguintes (5).

O fluxograma da rotina, relativa ao armário 2, supondo que os cabos são enterrados directamente em vala, é representado a seguir:

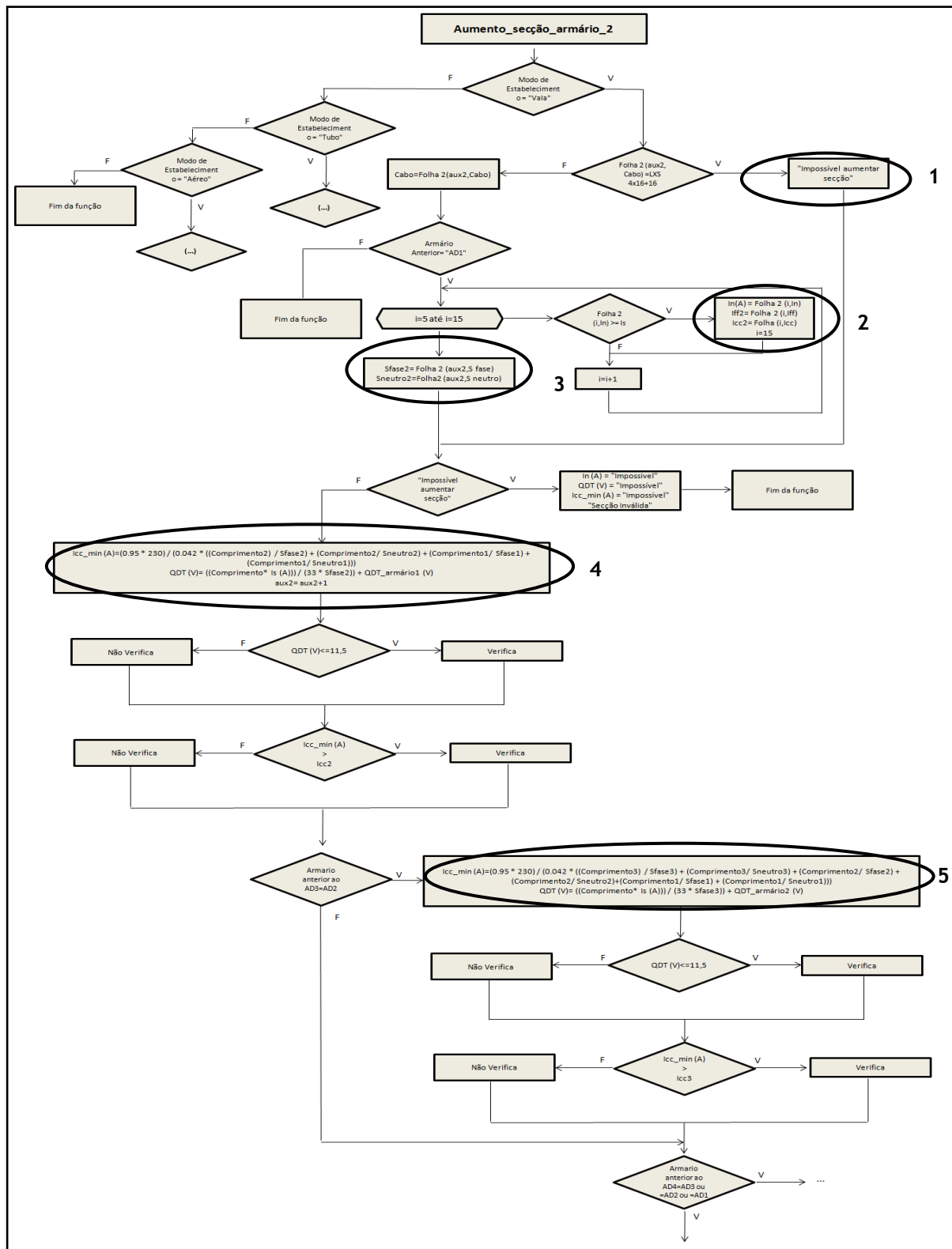


Figura 9.3 - Fluxograma da rotina "Aumento_Secção_Armário_X"

9.1-5. Rotina “Limpar_X”

É recomendável que, sempre que se introduzam novos dados na aplicação, se limpem os dados introduzidos pelo algoritmo, para que este não considere resultados de quedas de tensão ou de correntes de curto-circuito obtidos em cálculos anteriores. Foram criadas cinco rotinas “Limpar_X” para cada armário de distribuição, em que “X” representa o armário de distribuição em que se pretende limpar os valores introduzidos automaticamente pelo algoritmo.

9.1-6. Desenho da Rede

Uma vez construída a rede, com as secções dos cabos a utilizar bem como, com os fusíveis que os protegem, a aplicação desenvolvida permite desenhar automaticamente o diagrama de toda a rede, independentemente da sua configuração.

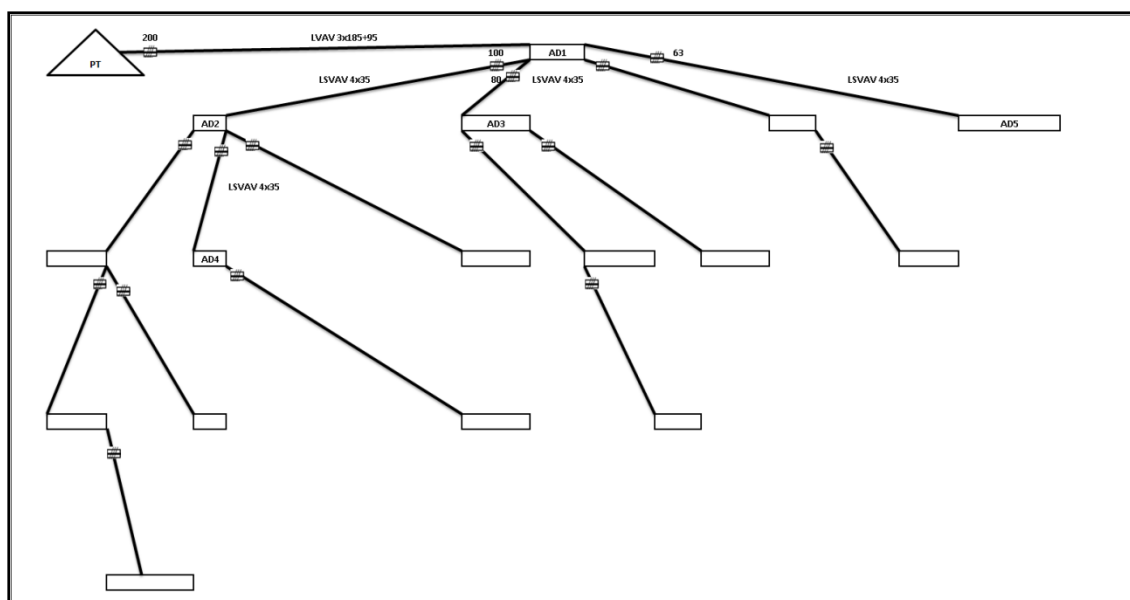


Figura 9.4 - Diagrama de rede obtido na aplicação “Dimensionamento_BT”

Como se pode constatar pela imagem, existem bastantes “rectângulos”, que correspondem à identificação dos armários de distribuição, que não estão preenchidos. A rede desenhada supõe todas as hipóteses de configuração de rede possíveis; no entanto apenas os rectângulos que estão preenchidos com a referência dos armários é que correspondem à rede introduzida pelo utilizador.

A rede foi desenvolvida a partir de formatações condicionais do Excel e da condição SE, que permitiram “pintar” os armários que não correspondem à rede introduzida pelo utilizador. Na realidade todos os armários estão referenciados na rede, mas alguns (os que não aparecem) estão “pintados” a branco, pois não fazem parte da rede.

O desenho do diagrama de rede, oferece uma perspectiva intuitiva do modo como a rede é constituída, desde a sua estrutura até às secções dos cabos e respectivos fusíveis, sendo uma ferramenta bastante útil.

9.1-7. Teste à Aplicação

Com o objectivo de testar a aplicação desenvolvida, recorre-se ao exemplo já referenciado no capítulo 6, referente a um loteamento no concelho de Vizela. Este, como vimos, apresentava quedas de tensão exageradas, superiores aos limites impostos pelo regulamento. A solução seria aumentar a secção dos cabos utilizados, de modo a diminuir a queda de tensão.

Com este objectivo, introduziu-se os valores da rede do loteamento na interface da aplicação:

The figure displays four sequential screenshots of a software application interface, each representing a different cabinet (Armário) in a network configuration. Each interface includes a 'Limpar' (Clear) button, a table for load distribution, a 'Cabo' (Cable) selection, and a summary of electrical parameters.

Armário AD1:

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitacões	16	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércios						

Cabo: LXS 4x70+16

S total (kVA): 66,24 | Is (A): 95,61

Summary: In (A) = 100, QDT(V) = 9,93, QDT(%) = 4,32 (Verifica ✓), Icc_min (A) = 758,68 (Verifica ✓).

Armário AD2:

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitacões	16	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércios						

Cabo: LSVAV 4x95

S total (kVA): 66,24 | Is (A): 95,61

Summary: In (A) = 100 (Não há selectividade), QDT(V) = 10,54, QDT(%) = 4,58 (Verifica ✓), Icc_min (A) = 714,79 (Verifica ✓).

Armário AD3:

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitacões	12	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércios						

Cabo: LSVAV 4x95

S total (kVA): 53,52 | Is (A): 77,25

Summary: In (A) = 80, QDT(V) = 11,04, QDT(%) = 4,80 (Verifica ✓), Icc_min (A) = 675,70 (Verifica ✓).

Armário AD4:

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitacões	8	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércios						

Cabo: LSVAV 4x95

S total (kVA): 39,98 | Is (A): 57,71

Summary: In (A) = 63, QDT(V) = 11,77, QDT(%) = 5,12 (Não Verifica ✗), Icc_min (A) = 609,08 (Verifica ✓).

Figura 9.5 - Interface da aplicação com os valores referentes ao loteamento de Vizela

Como se constata, os resultados da aplicação vão de encontro aos resultados analíticos do capítulo 6. De notar que as referências dos armários não estão correctas, uma vez que é considerada a caixa de derivação do apoio, como sendo *AD1*, pois a aplicação não contempla a designação “caixa de derivação”.

Para a diminuição das quedas de tensão verificadas, uma das soluções encontradas poderia ser o aumento da secção do condutor *LXS 4x70+16* para o máximo normalizado pela EDP Distribuição, para condutores aéreos, *LXS 4x95+16*. Com esta alteração os resultados obtidos seriam os apresentados na figura 9.6.

The figure consists of five vertically stacked screenshots of a software application. Each screenshot represents a different cabinet (Armário) and shows the results of a cable selection calculation. The interface includes a 'Limpar' (Clear) button, a 'Fusível' (Fuse) dropdown menu, and a table of loads. The calculated values are displayed on the right side of each screenshot.

Armário	Armário Anterior	Modo de Estabelecimento	Comprimento (m)	Cabo	S total (kVA)	Is (A)	In (A)	Fusível	QDT (V)	QDT (%)	Icc_min (A)
AD1	AD1	Aéreo	240	LXS 4x95+16	66,24	95,61	100	100	7,32	3,18	1029,64
AD2	AD1	Vala	20	LSVAV 4x95	66,24	95,61	100	Não há selectividade	7,93	3,45	950,43
AD3	AD2	Vala	20	LSVAV 4x95	53,52	77,25	80	80	8,42	3,66	882,55
AD4	AD3	Vala	40	LSVAV 4x95	39,98	57,71	63	63	9,16	3,98	772,23
AD5	AD4	Vala	20	LSVAV 4x95	24,84	35,85	40	40	9,99	4,08	726,80

Figura 9.6 - Resultados obtidos com a alteração do cabo LXS 4x70+16 para LXS 4x95+16

No armário AD2 (que no esquema da rede do capítulo 6 seria o armário AD1), a aplicação indica que o fusível do cabo que chega ao armário não é selectivo com o fusível que protege o cabo anterior. O algoritmo implementado calcula automaticamente o fusível a adoptar em

função da corrente de serviço calculada para o armário em questão. Uma vez que as correntes de serviço são idênticas os fusíveis escolhidos também o são, daí a mensagem “*Não há selectividade*”. Como o algoritmo criado não contempla o aumento do calibre do fusível, mas apenas da secção, optou-se por colocar mais uma habitação no armário AD1 para que a corrente de serviço fosse superior aos 100 A e com isto aumentar o fusível que protege o cabo que liga ao armário AD1 para os 125 A. Com esta alteração obtêm-se uma queda de tensão ligeiramente superior, 9,73 V (ver Anexo P - “Resultados obtidos com a aplicação “*Dimensionamento_BT*” para o loteamento de Vizela”).

Simulados todos os cenários, obtemos automaticamente o desenho da rede, representado na figura 9.7.

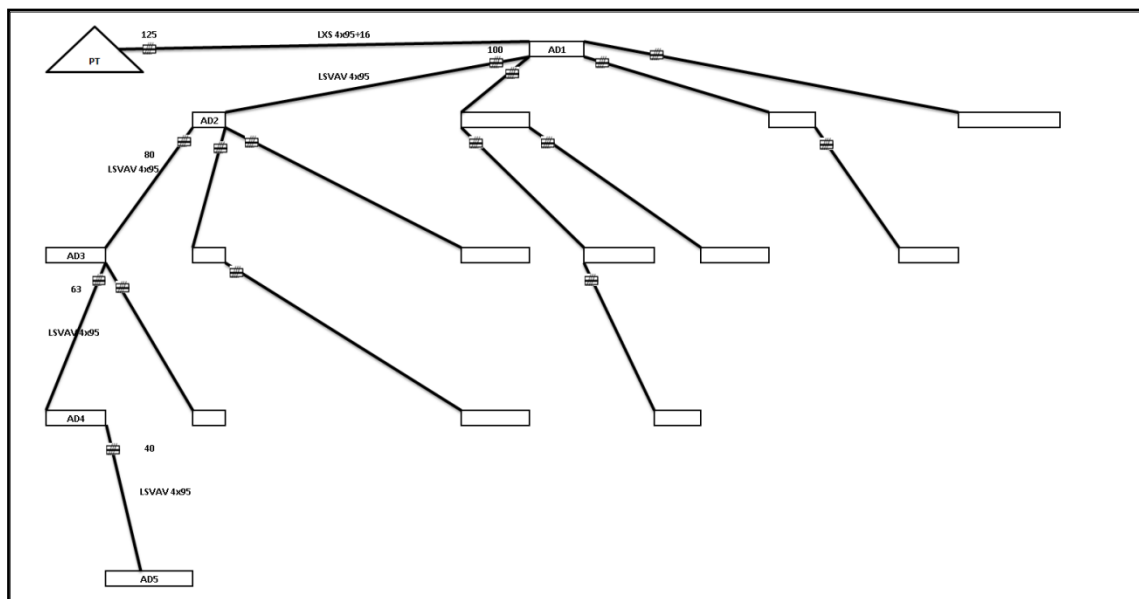


Figura 9.7 - Diagrama de possível rede para o loteamento de Vizela

Esta foi uma das soluções testadas, e a que, à partida, parece mais vantajosa. Apesar da queda de tensão estar relativamente próximo da regulamentar, não se prevê neste loteamento o aumento do número de habitações ou de qualquer outro tipo de edifício bem como o aumento de potência por parte dos consumidores. Outra das possíveis soluções, seria passar o primeiro troço de aéreo para subterrâneo, com os cabos enterrados em vala, permitindo aumentar a secção do cabo de modo a diminuir a queda de tensão.

Capítulo 10

Conclusões

Este estágio possibilitou-me o aprofundamento de alguns dos conhecimentos adquiridos ao longo do meu percurso académico. A integração num ambiente profissional, foi bastante enriquecedora, permitindo a aplicação prática daqueles conhecimentos, em situações reais, mas também testou as minhas limitações na aplicação da teoria à prática.

O estudo de redes de distribuição, junto da empresa responsável pela exploração das mesmas em Portugal, facultou-me a aquisição 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, não só conhecimentos teóricos, mas também os aspectos práticos recorrentes da sua experiência profissional.

Para além dos ensinamentos profissionais adquiridos, tive a possibilidade de desenvolver aplicações computacionais com utilidade para a empresa de acolhimento e que me foram solicitadas. Isto permitiu-me desenvolver aptidões de programação em Visual Basic e Excel. No entanto, considero que algumas das aplicações poderiam ter ido mais além, o que não foi possível devido às limitações temporais. Certamente que, no futuro, se surgir oportunidade, poderei concluir esta tarefa.

Em suma, penso que os objectivos que me foram propostos no início do estágio se concretizaram com êxito, tendo adquirido e aprofundado competências no âmbito de projecto, construção, manutenção e programação, aliados a um ambiente profissional exigente, mas ao mesmo tempo motivador.

Referências

- [1] “Recomendações para Linhas Aéreas de alta Tensão até 30 kV”, Direcção Geral de Energia, Edição 1986.
- [2] “Guia Técnico Solidal”, Grupo Quintas & Quintas SA, Maio de 1997.
- [3] MACHADO E MOURA, António “Apontamentos de Redes de Transporte e Distribuição de Energia”, FEUP, 2006.
- [4] PEREIRA DA SILVA, José Luís, “Concepção de Instalações Eléctricas de Utilização em Baixa tensão”, FEUP, 2007.
- [5] PEREIRA DA SILVA, José Luís, “Dimensionamento de Apoios e Maciços para Linhas Aéreas”, FEUP, 2007.
- [6] TEIXEIRA, Armínio, “Projecto de Iluminação Pública”. Disponível em <http://paginas.fe.up.pt/~arminio/>. Ultimo acesso a 10/Junho/2009 .
- [7] “Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão”, DGE, Lisboa, Abril 1993.
- [8] “Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão”, DGE, Lisboa, Junho 1993.
- [9] “Decreto Regulamentar n.º 1/92”, Diário da Republica - I Série B, 18 de Fevereiro.
- [10] NEVES DOS SANTOS, José e FERREIRA, José Rui, “Redes de Distribuição de Energia eléctrica e Baixa Tensão”, Novembro de 2004.
- [11] “Decreto Regulamentar n.º 90/84”, Diário da Republica - I Série B, 26 de Dezembro.
- [12] ANTÓNIO MATOS, Manuel “Noções de Dimensionamento de Canalizações Eléctricas”, FEUP, 1996.
- [13] “Sistema de Localización RD4000”, Radiodetection, 17-04-02.
- [14] TOMÉ SARAIVA, João Paulo “Dimensionamento e Protecção de Canalizações Eléctricas em Baixa Tensão”, FEUP, Setembro de 2000.
- [15] MONTEIRO, Cláudio “Qualidade de Serviço em Redes de Distribuição”, FEUP.
- [16] “*abc & xyz of locating buried pipes and cables*”. Disponível em <http://www.radiodetection.com/>. Ultimo acesso a 20/Junho/2009
- [17] “Catálogo de Apoios de Betão”, Cavan S.A.
- [18] “Listagem de Materiais a Aplicar em Urbanizações”, EDP Distribuição, Julho de 2007.
- [19] “Normas para apreciação de projectos”, EDP Distribuição, Outubro de 2008.
- [20] “Guia Técnico de Urbanizações”, EDP Distribuição, Setembro de 2005.

- [21] “Empreitada Contínua 2007-2009 Orçamentação de Obras”, EDP Distribuição, Setembro de 2008.
- [22] “Obras de Construção, Reparação e Manutenção de Redes de Distribuição AT, MT e BT Em Regime de Empreitada Contínua”.
- [23] “Preços De Referência - Linhas Aéreas de Alta Tensão”, EDP Distribuição, Setembro de 2007.
- [24] LEITE, Hélder “Elaboração de Projectos de Linhas Aéreas de Distribuição de Energia”.
- [25] Cabo de Alumínio nu com alma de Aço. Disponível em http://www.conduspar.com.br/img/produtos/img_cabo_alum_nu_aco.jpg. Último acesso a 2/Abril/2009.
- [26] Isoladores Cerâmicos e de Vidro. Disponível em <http://www.linhadetransmissao.com.br/tecnica/figuras/isolador%20porcelana.jpg>. Último acesso a 4/Abril/2009.
- [27] P&D na Indústria de Isoladores para LT's. Disponível em <http://www.feirainovatec.com.br/2007/downloads/dia3/sala04/tarde/natanael.pdf> acesso a 4/Abril/2009.
- [28] Ferreira, José Rui, “Linhas de Transmissão”, 2004.
- [29] “Portaria 401/56, de 6 de Julho”, Diário da Republica - I Série - B, 6 de Julho.
- [30] BARREIRA ABRANTES, José “Electricidade (vol. IV)”, Escola Nacional de Bombeiros, 2003.
- [31] “Decreto Regulamentar nº104”, Diário de Republica - I Série B, 5 de Maio de 2001.
- [32] “Regulamento de Qualidade de Serviços”, EDP Distribuição, 2006.
- [33] “Norma Portuguesa NP EN 50 160” - Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica, 2001.

Anexos

Anexo A - Parâmetro da catenária

AL-400 50 MM2

T.MAX.= 6.0 KG/MM2

ESCALAO 1

EDP

ZONA DE DISTRIBUIÇÃO ANUAL

C.F.U.

Rua Getúlio Vargas, 217-5.

PO BOX 10

S= 49.48 MM2

V2= 22.5 KG/M2

M2= 1.54

W2=0.2663 KG/M

D= 9.00 MM

V1= 54.0 KG/M2

M1= 2.93

W1=0.5159 KG/M

P0= 0.0035 KG/CN3

* VAO CRITICO = 64.2 M *

VAO

TENSÕES DE MONTAGEM

EQUIV. CU 0.0094

	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	50	60	-5	50	80
20	0.0	5.94	5.18	4.44	3.70	3.00	2.34	1.79	1.38	1.10	0.92	0.71	0.46	1596	190	124
30	0.0	5.86	5.13	4.41	3.72	3.07	2.50	2.04	1.68	1.43	1.24	1.00	0.68	1576	268	183
40	0.0	5.76	5.05	4.37	3.73	3.15	2.65	2.25	1.94	1.70	1.52	1.26	0.89	1549	338	238
50	0.0	5.64	4.97	4.33	3.75	3.23	2.79	2.44	2.16	1.93	1.75	1.49	1.08	1517	401	290
60	0.0	5.51	4.88	4.29	3.76	3.30	2.92	2.60	2.34	2.13	1.96	1.70	1.26	1481	456	339
64.2	0.0	5.45	4.84	4.27	3.77	3.33	2.97	2.66	2.41	2.21	2.04	1.78	1.33	1466	478	358
70	0.0	4.92	4.37	3.89	3.46	3.10	2.81	2.56	2.35	2.18	2.04	1.81	1.39	1322	485	374
80	0.0	4.12	3.71	3.36	3.06	2.81	2.60	2.43	2.27	2.14	2.03	1.85	1.48	1106	496	398
90	0.0	3.52	3.24	3.00	2.79	2.62	2.47	2.34	2.22	2.12	2.03	1.87	1.56	966	503	418
100	0.0	3.12	2.93	2.76	2.61	2.49	2.37	2.27	2.18	2.10	2.02	1.90	1.62	839	509	434
110	0.0	2.86	2.72	2.60	2.49	2.39	2.30	2.22	2.15	2.08	2.02	1.91	1.67	768	514	447
120	0.0	2.68	2.58	2.49	2.40	2.32	2.25	2.19	2.13	2.07	2.02	1.93	1.71	720	518	458
130	0.0	2.55	2.47	2.40	2.34	2.27	2.22	2.16	2.11	2.06	2.02	1.94	1.74	686	521	468
140	0.0	2.46	2.40	2.34	2.28	2.23	2.19	2.14	2.10	2.06	2.02	1.95	1.77	661	523	476
150	0.0	2.39	2.34	2.29	2.25	2.20	2.16	2.12	2.09	2.05	2.02	1.96	1.80	642	525	483
160	0.0	2.34	2.29	2.25	2.21	2.18	2.14	2.11	2.08	2.05	2.02	1.96	1.82	628	527	489
170	0.0	2.29	2.26	2.22	2.19	2.16	2.13	2.10	2.07	2.04	2.02	1.97	1.84	616	528	494
180	0.0	2.26	2.23	2.20	2.17	2.14	2.11	2.09	2.06	2.04	2.02	1.97	1.85	607	530	498
190	0.0	2.23	2.20	2.16	2.15	2.13	2.10	2.08	2.06	2.04	2.02	1.98	1.87	599	531	502
200	0.0	2.21	2.18	2.16	2.14	2.12	2.09	2.07	2.05	2.03	2.02	1.98	1.88	593	532	505
220	0.0	2.17	2.15	2.13	2.11	2.10	2.08	2.06	2.05	2.03	2.01	1.98	1.90	583	533	511
240	0.0	2.14	2.13	2.11	2.10	2.08	2.07	2.05	2.04	2.03	2.01	1.99	1.92	576	534	515
260	0.0	2.12	2.11	2.10	2.08	2.07	2.06	2.05	2.04	2.03	2.01	1.99	1.93	570	535	519
280	0.0	2.11	2.10	2.08	2.07	2.06	2.05	2.04	2.03	2.02	2.01	1.99	1.94	566	536	521
300	0.0	2.09	2.08	2.07	2.06	2.05	2.04	2.03	2.03	2.02	2.01	2.00	1.95	562	536	524
350	0.0	2.07	2.06	2.06	2.05	2.04	2.04	2.03	2.03	2.02	2.01	2.00	1.97	556	537	528
400	0.0	2.06	2.05	2.05	2.04	2.04	2.03	2.03	2.02	2.02	2.01	2.00	1.98	552	538	531
450	0.0	2.05	2.04	2.04	2.04	2.03	2.03	2.02	2.02	2.02	2.01	2.01	1.98	550	539	533
500	0.0	2.04	2.04	2.03	2.03	2.03	2.02	2.02	2.02	2.02	2.01	2.01	1.99	548	539	534
550	0.0	2.04	2.03	2.03	2.03	2.03	2.02	2.02	2.02	2.02	2.01	2.01	1.99	547	539	535
600	0.0	2.03	2.03	2.03	2.03	2.02	2.02	2.02	2.02	2.01	2.01	2.01	2.00	546	539	536
700	0.0	2.03	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.01	2.01	2.01	2.00	544	540	537
800	0.0	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.01	2.01	2.01	2.01	2.00	543	540	538

Anexo B - Diagrama de Esforços dos Apoios aplicados na linha Santão-Felgueira



QUADRO CARACTERÍSTICAS DO POSTE

AM08 / 4000

p/ H ≤ 28 m

h m	Ah mm	Bh mm	H m	Wt kg	hu m	bog m	fpm mm	fsm mm
0,00	410	270						
0,25	417	275						
0,50	424	280	14	4200	12	6,2	291	364
1,00	438	290						
1,50	452	300	16	5170	14	7,0	347	433
2,00	466	310						
3,00	494	330	18	6220	16	7,7	407	508
4,00	522	350						
6,00	578	390	20	7350	18	8,4	468	586
8,00	634	430						
10,00	690	470	22	8580	19,5	9,1	532	665
12,00	746	510						
14,00	802	550	24	9890	21,5	9,8	596	745
16,00	858	590						
18,00	914	630	26	11340	23,5	10,4	645	806
20,00	970	670						
22,00	1026	710	28	12890	25,5	11,0	712	889
24,00	1082	750						
26,00	1138	790						
28,00	1194	830						

Ah = 28 x h + 410 mm
Bh = 20 x h + 270 mm

Tr = 1632 dN.m
Kp01 = 0,79

EQUAÇÕES DAS LINHAS VECTORIAIS:

$$\begin{aligned} F_{pe} / 5158 + F_{se} / 2321 &= 1 \\ F_{pn} / 4298 + F_{sn} / 1934 &= 1 \end{aligned}$$

com vento q = 750 Pa na direcção Principal
 $F_{pvp} / 4000 + F_{svp} / 1800 = 1$

para H = 14 m	$F_{pvs} / 3409 + F_{svs} / 1534 = 1$
H = 16 m	$F_{pvs} / 3289 + F_{svs} / 1480 = 1$
H = 18 m	$F_{pvs} / 3162 + F_{svs} / 1423 = 1$
H = 20 m	$F_{pvs} / 3028 + F_{svs} / 1363 = 1$
H = 22 m	$F_{pvs} / 2888 + F_{svs} / 1299 = 1$
H = 24 m	$F_{pvs} / 2740 + F_{svs} / 1233 = 1$
H = 26 m	$F_{pvs} / 2586 + F_{svs} / 1164 = 1$
H = 28 m	$F_{pvs} / 2426 + F_{svs} / 1092 = 1$

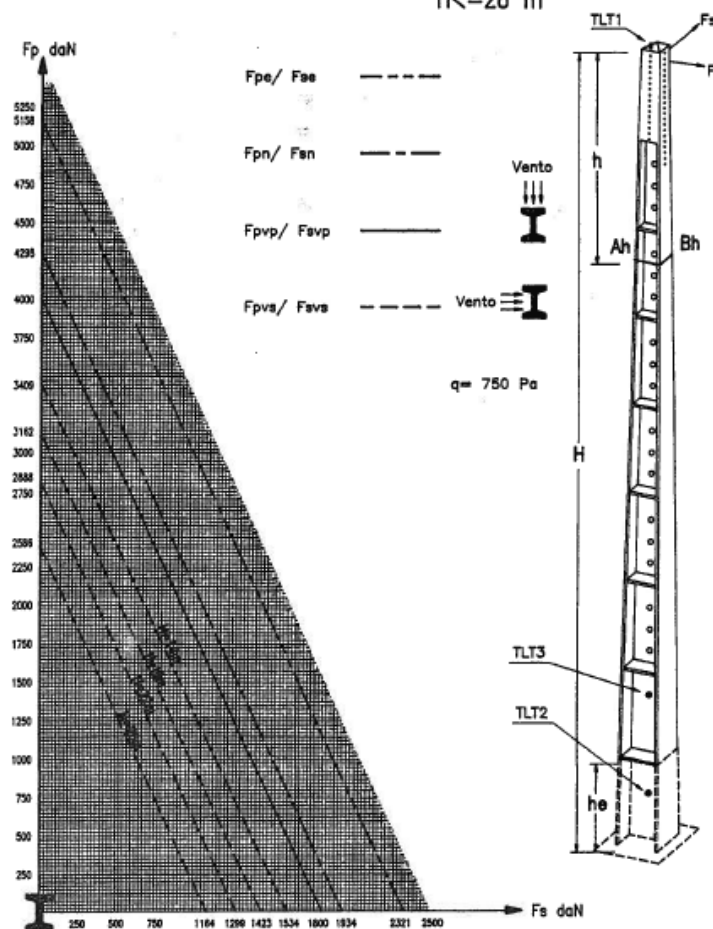
com vento q = 900 Pa na direcção Principal
 $F_{pvp} / 3940 + F_{svp} / 1773 = 1$

para H = 14 m	$F_{pvs} / 3250 + F_{svs} / 1462 = 1$
H = 16 m	$F_{pvs} / 3096 + F_{svs} / 1393 = 1$
H = 18 m	$F_{pvs} / 2935 + F_{svs} / 1321 = 1$
H = 20 m	$F_{pvs} / 2764 + F_{svs} / 1244 = 1$
H = 22 m	$F_{pvs} / 2586 + F_{svs} / 1164 = 1$
H = 24 m	$F_{pvs} / 2398 + F_{svs} / 1079 = 1$
H = 26 m	$F_{pvs} / 2202 + F_{svs} / 991 = 1$
H = 28 m	$F_{pvs} / 1997 + F_{svs} / 899 = 1$



AM08/4000

H ≤ 28 m



Data 97/10/01 Des. *Alvares* Visto *Alvares* Serie : Diagramas Nº 344



QUADRO CARACTERISTICAS DO POSTE

h m	Ah mm	Bh mm
0,00	140	110
0,25	147	115
0,50	154	120
1,00	168	130
1,50	182	140
2,00	196	150
3,00	224	170
4,00	252	190
6,00	308	230
8,00	364	270
10,00	420	310
12,00	476	350
14,00	532	390
16,00	588	430
18,00	644	470
20,00	700	510
22,00	756	550

Ah = 28 x h + 140 mm
Bh = 20 x h + 110 mm

MP00 / 600
AP00 / 600

p/ H <= 22 m

H m	Wt kg	hu m	bog m	fpn mm	fsn mm
14	1730	12	5,3	357	485
16	2240	14	5,9	425	578
18	2800	16	6,6	499	678
20	3440	18	7,2	574	781
22	4160	19,5	7,7	652	886

Tr = 168 dN.m

Kp01 = 0,88

EQUAÇÕES DAS LINHAS VECTORIAIS:

$$\begin{aligned} F_{pe} / 926 + F_{se} / 494 &= 1 \\ F_{pn} / 772 + F_{sn} / 412 &= 1 \end{aligned}$$

com vento q = 750 Pa na direcção Principal
 $F_{pvp} / 600 + F_{svp} / 320 = 1$

com vento q = 750 Pa na direcção Secundária

para H = 14 m	$F_{pvs} / 388 + F_{svs} / 207 = 1$
H = 16 m	$F_{pvs} / 334 + F_{svs} / 178 = 1$
H = 18 m	$F_{pvs} / 276 + F_{svs} / 147 = 1$
H = 20 m	$F_{pvs} / 212 + F_{svs} / 113 = 1$
H = 22 m	$F_{pvs} / 142 + F_{svs} / 76 = 1$

com vento q = 900 Pa na direcção Principal
 $F_{pvp} / 566 + F_{svp} / 302 = 1$

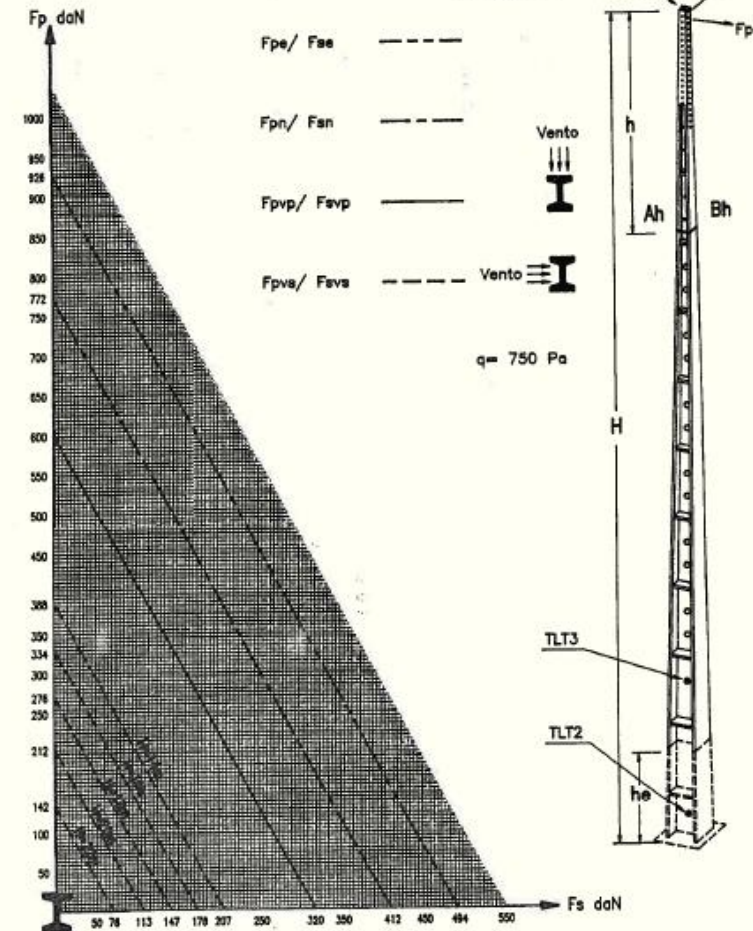
com vento q = 900 Pa na direcção Secundária

para H = 14 m	$F_{pvs} / 323 + F_{svs} / 172 = 1$
H = 16 m	$F_{pvs} / 253 + F_{svs} / 135 = 1$
H = 18 m	$F_{pvs} / 176 + F_{svs} / 94 = 1$
H = 20 m	$F_{pvs} / 93 + F_{svs} / 50 = 1$
H = 22 m	$F_{pvs} / 3 + F_{svs} / 2 = 1$



MP00/600
AP00/600

H<=22 m



Data 97/10/01 Des. *[assinatura]* Visto *[assinatura]* Serie : Diagramas Nº 1.02



QUADRO CARACTERÍSTICAS DO POSTE

MP04 / 1600
AP04 / 1600

p/ H <= 28 m

h m	Ah mm	Bh mm	H m	Wt kg	hu m	bog m	fpn mm	fsn mm
0,00	252	190						
0,25	259	195						
0,50	266	200	14	2530	12	5,9	367	499
1,00	280	210						
1,50	294	220	16	3180	14	6,6	437	594
2,00	308	230						
3,00	336	250	18	3930	16	7,2	513	697
4,00	364	270						
6,00	420	310	20	4760	18	7,8	590	803
8,00	476	350						
10,00	532	390	22	5670	19,5	8,4	670	911
12,00	588	430						
14,00	644	470	24	6660	21,5	9,0	751	1022
16,00	700	510						
18,00	756	550	26	7790	23,5	9,5	813	1106
20,00	812	590						
22,00	868	630	28	9090	25,5	10,1	897	1220
24,00	924	670						
26,00	980	710						
28,00	1036	750						

Tr = 637 dN.m

Kp01 = 0,82

Ah = 28 x h + 252 mm
Bh = 20 x h + 190 mm

EQUAÇÕES DAS LINHAS VECTORIAIS:

$$\begin{aligned} F_{pe} / 2202 + F_{se} / 1018 &= 1 \\ F_{pn} / 1835 + F_{sn} / 849 &= 1 \end{aligned}$$

com vento q = 750 Pa na direção Principal
Fpvp / 1600 + Fsvp / 740 = 1

com vento q = 750 Pa na direção Secundária

para H = 14 m	Fpvs / 1219 + Fsvs / 564 = 1
H = 16 m	Fpvs / 1133 + Fsvs / 524 = 1
H = 18 m	Fpvs / 1042 + Fsvs / 482 = 1
H = 20 m	Fpvs / 943 + Fsvs / 436 = 1
H = 22 m	Fpvs / 839 + Fsvs / 388 = 1
H = 24 m	Fpvs / 727 + Fsvs / 336 = 1
H = 26 m	Fpvs / 610 + Fsvs / 282 = 1
H = 28 m	Fpvs / 486 + Fsvs / 225 = 1

com vento q = 900 Pa na direção Principal
Fpvp / 1366 + Fsvp / 630 = 1

com vento q = 900 Pa na direção Secundária

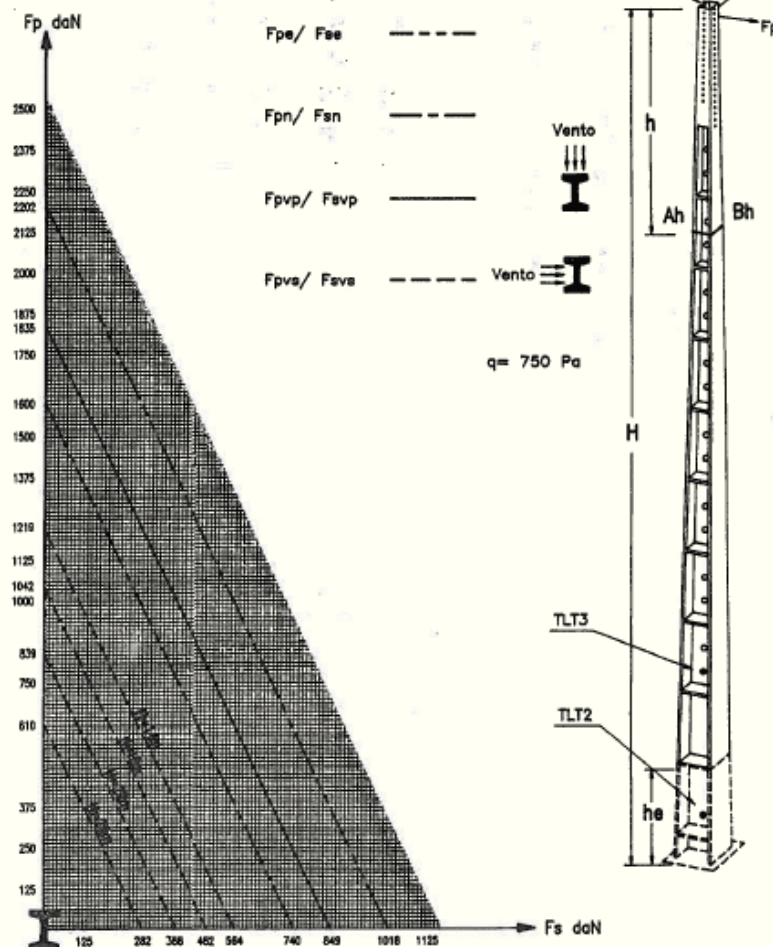
para H = 14 m	Fpvs / 1110 + Fsvs / 513 = 1
H = 16 m	Fpvs / 1001 + Fsvs / 463 = 1
H = 18 m	Fpvs / 883 + Fsvs / 408 = 1
H = 20 m	Fpvs / 767 + Fsvs / 350 = 1
H = 22 m	Fpvs / 623 + Fsvs / 288 = 1
H = 24 m	Fpvs / 480 + Fsvs / 222 = 1
H = 26 m	Fpvs / 329 + Fsvs / 152 = 1
H = 28 m	Fpvs / 170 + Fsvs / 78 = 1



MP04/1600

AP04/1600

H <= 28 m



Data 97/10/01 Des. *André* Visto *André* Serie : Diagramas Nº 207



QUADRO CARACTERÍSTICAS DO POSTE

MM04 / 2250
AM04 / 2250

$p/H \leq 28 \text{ m}$

h m	Ah mm	Bh mm	H m	Wt kg	hu m	bog m	fpn mm	fsn mm
0,00	298	190						
0,25	305	195						
0,50	312	200	14	3010	12	6,0	257	321
1,00	326	210						
1,50	340	220	16	3760	14	6,7	306	383
2,00	354	230						
3,00	382	250	18	4820	16	7,4	359	449
4,00	410	270						
6,00	466	310	20	5560	18	8,1	414	517
8,00	522	350						
10,00	578	390	22	6590	19,5	8,7	470	587
12,00	634	430						
14,00	690	470	24	7700	21,5	9,3	527	658
16,00	746	510						
18,00	802	550	26	8890	23,5	9,8	570	712
20,00	858	590						
22,00	914	630	28	10180	25,5	10,3	629	786
24,00	970	670						
26,00	1026	710						
28,00	1082	750						

Ah = 28 x h + 298 mm
Bh = 20 x h + 190 mm

Tr = 899 dN.m

Kp01 = 0,82

EQUAÇÕES DAS LINHAS VECTORIAIS:

$$\begin{aligned} F_{pe} / 2982 + F_{se} / 1325 &= 1 \\ F_{pn} / 2485 + F_{sn} / 1104 &= 1 \end{aligned}$$

com vento q = 750 Pa na direcção Principal

$$F_{pvp} / 2250 + F_{svp} / 1000 = 1$$

com vento q = 750 Pa na direcção Secundária

para H = 14 m	F _{pvs} / 1775 + F _{svs} / 789 = 1
H = 16 m	F _{pvs} / 1674 + F _{svs} / 744 = 1
H = 18 m	F _{pvs} / 1565 + F _{svs} / 695 = 1
H = 20 m	F _{pvs} / 1449 + F _{svs} / 644 = 1
H = 22 m	F _{pvs} / 1327 + F _{svs} / 590 = 1
H = 24 m	F _{pvs} / 1196 + F _{svs} / 532 = 1
H = 26 m	F _{pvs} / 1062 + F _{svs} / 472 = 1
H = 28 m	F _{pvs} / 919 + F _{svs} / 408 = 1

com vento q = 900 Pa na direcção Principal

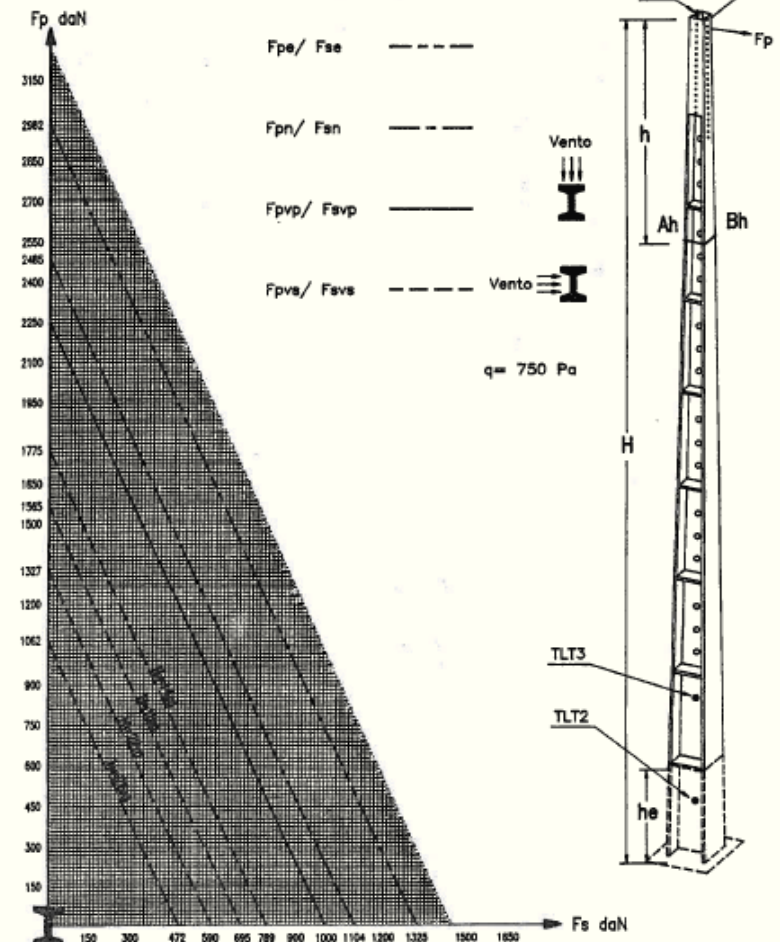
$$F_{pvp} / 2203 + F_{svp} / 979 = 1$$

com vento q = 900 Pa na direcção Secundária

para H = 14 m	F _{pvs} / 1648 + F _{svs} / 733 = 1
H = 16 m	F _{pvs} / 1519 + F _{svs} / 675 = 1
H = 18 m	F _{pvs} / 1381 + F _{svs} / 614 = 1
H = 20 m	F _{pvs} / 1234 + F _{svs} / 548 = 1
H = 22 m	F _{pvs} / 1078 + F _{svs} / 479 = 1
H = 24 m	F _{pvs} / 914 + F _{svs} / 406 = 1
H = 26 m	F _{pvs} / 741 + F _{svs} / 329 = 1
H = 28 m	F _{pvs} / 559 + F _{svs} / 249 = 1



MM04/2250
AM04/2250
H ≤ 28 m



Anexo C - Dimensões dos Maciços para terreno com *Coeficiente de Compressibilidade = 4 daN.cm⁻³*



ECT – Emp. Contínua
 ANEXO IV - LAMT
 SET 2007

COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE $C = 4 \text{ daN.cm}^{-3}$

Designação	Poste		Fundações				Beirão
	H (m)	Peso (daN)	A (m)	B (m)	H ₀ (m)	V (m ³)	V (m ³)
MP00 - 400	14	1690	0,93	0,80	1,90	1,40	1,30
	16	2170	0,99	0,83	2,10	1,70	1,60
	18	2730	1,05	0,87	2,30	2,10	1,90
MP00 - 600	16	2200	0,99	0,83	2,10	1,70	1,60
	18	2770	1,05	0,87	2,30	2,10	1,90
	20	3430	1,10	0,91	2,50	2,50	2,30
	22	4180	1,16	0,95	2,50	2,70	2,40
	24	4880	1,19	1,31	1,90	3,00	2,80
MP01 - 800	14	1870	1,19	1,31	1,90	3,00	2,80
	16	2400	1,02	1,05	2,10	2,20	2,10
	18	3000	1,08	0,89	2,30	2,20	2,00
	20	3710	1,13	0,93	2,50	2,60	2,40
	22	4500	1,18	0,97	2,50	2,90	2,50
MP02 - 1000	16	2620	1,05	1,31	2,10	2,90	2,70
	18	3270	1,10	1,03	2,30	2,60	2,40
	20	4010	1,16	0,95	2,50	2,60	2,50
	22	4850	1,21	0,99	2,50	3,00	2,70
	24	5680	1,26	1,03	2,50	3,30	2,90
MP02 - 1200	14	2080	1,40	1,90	1,90	5,10	4,90
	16	2650	1,18	1,55	2,10	3,80	3,70
	18	3300	1,10	1,24	2,30	3,10	2,90
	20	4050	1,16	0,99	2,50	2,90	2,60
	22	4900	1,21	1,09	2,50	3,30	2,90
	24	5850	1,27	1,18	2,50	3,70	3,30
	26	6810	1,35	1,05	2,80	3,97	3,42
	28	7940	1,35	1,15	2,80	4,35	3,75
MP03 - 1400	16	2870	1,22	1,80	2,10	4,60	4,40
	22	5250	1,24	1,27	2,50	3,90	3,60
	24	6240	1,25	1,40	2,50	4,38	3,89
	26	7270	1,45	1,15	2,80	4,67	4,01
	28	8500	1,45	1,15	2,80	4,70	4,00
	30	9850	1,45	1,15	2,80	4,70	3,94
	32	11300	1,55	1,25	2,80	5,43	4,64



ECT – Emp. Contínua
 ANEXO IV - LAMT
 SET 2007

COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE $C = 4 \text{ daN.cm}^{-3}$

Designação	Poste		Fundações				Beirão
	H (m)	Peso (daN)	A (m)	B (m)	H ₀ (m)	V (m ³)	V (m ³)
MP04 - 1600	14	2450	1,85	2,27	1,90	8,00	7,80
	16	3090	1,41	2,00	2,10	5,90	5,70
	18	3830	1,16	1,65	2,30	4,40	4,10
	22	5590	1,30	1,45	2,50	4,70	4,30
	24	6660	1,35	1,55	2,50	5,23	4,72
	26	7790	1,35	1,15	2,80	4,35	3,71
	28	9090	1,45	1,15	2,80	4,70	3,97
	30	10480	1,45	1,25	2,80	5,08	4,32
	32	12000	1,65	1,25	2,80	5,78	4,95
MM04 - 2250	14	3030	2,21	2,87	1,90	12,10	11,80
	16	3780	1,91	2,55	2,10	10,20	10,00
	18	4620	1,45	2,24	2,30	7,50	7,10
	20	5560	1,30	1,90	2,50	6,18	5,71
	22	6590	1,35	2,00	2,50	6,75	6,24
	24	7700	1,45	2,10	2,50	7,61	7,06
	26	8890	1,45	1,55	2,80	6,29	5,62
	28	10180	1,45	1,65	2,80	6,70	5,98
	30	11610	1,55	1,75	2,80	7,60	6,82
	32	13140	1,55	1,85	2,80	8,03	7,20
MM06 - 2750	14	3560	3,40	2,35	1,90	15,20	14,90
	16	4390	2,10	2,98	2,10	13,10	12,80
	18	5310	1,89	2,55	2,30	11,10	10,70
	20	6380	1,44	2,22	2,50	8,00	7,50
	22	7550	1,70	2,40	2,50	10,20	9,70
	24	8700	1,65	2,45	2,50	10,11	9,50
	26	9990	1,45	1,95	2,80	7,92	7,19
	28	11430	1,55	1,95	2,80	8,46	7,68
	30	12960	1,55	2,15	2,80	9,33	8,49
	32	14610	1,65	2,15	2,80	9,93	9,04

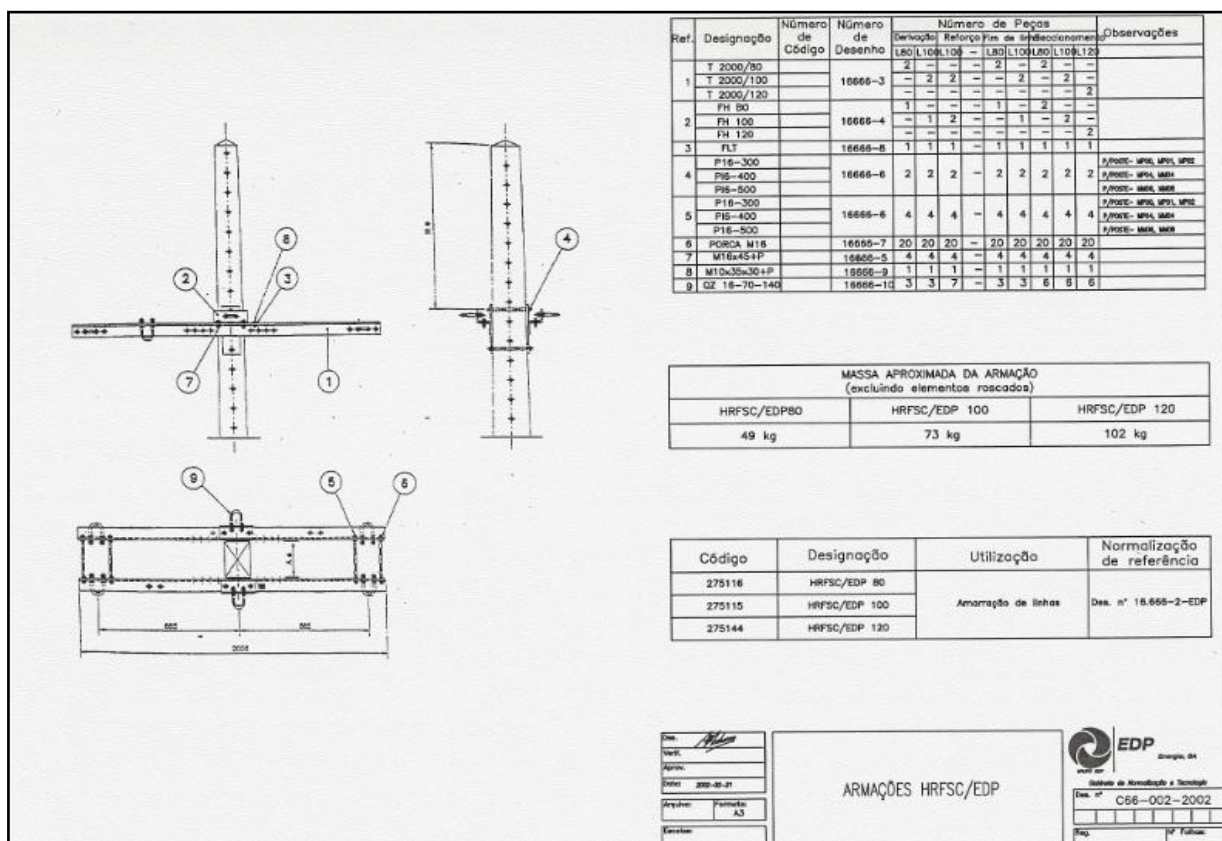


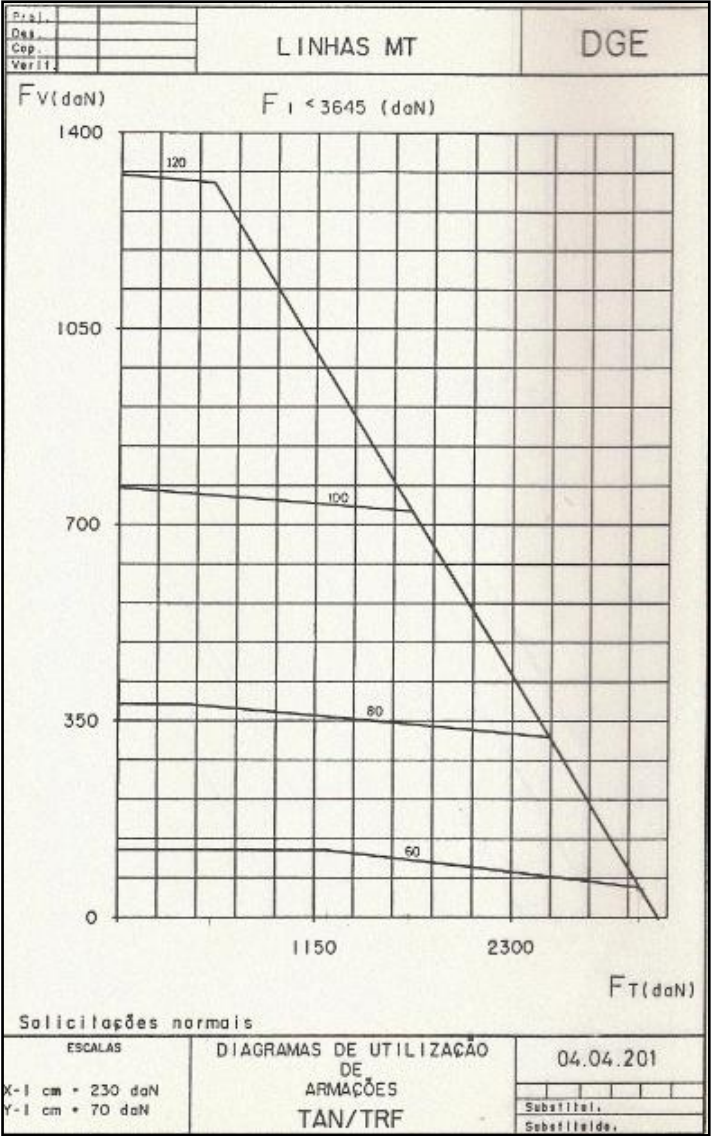
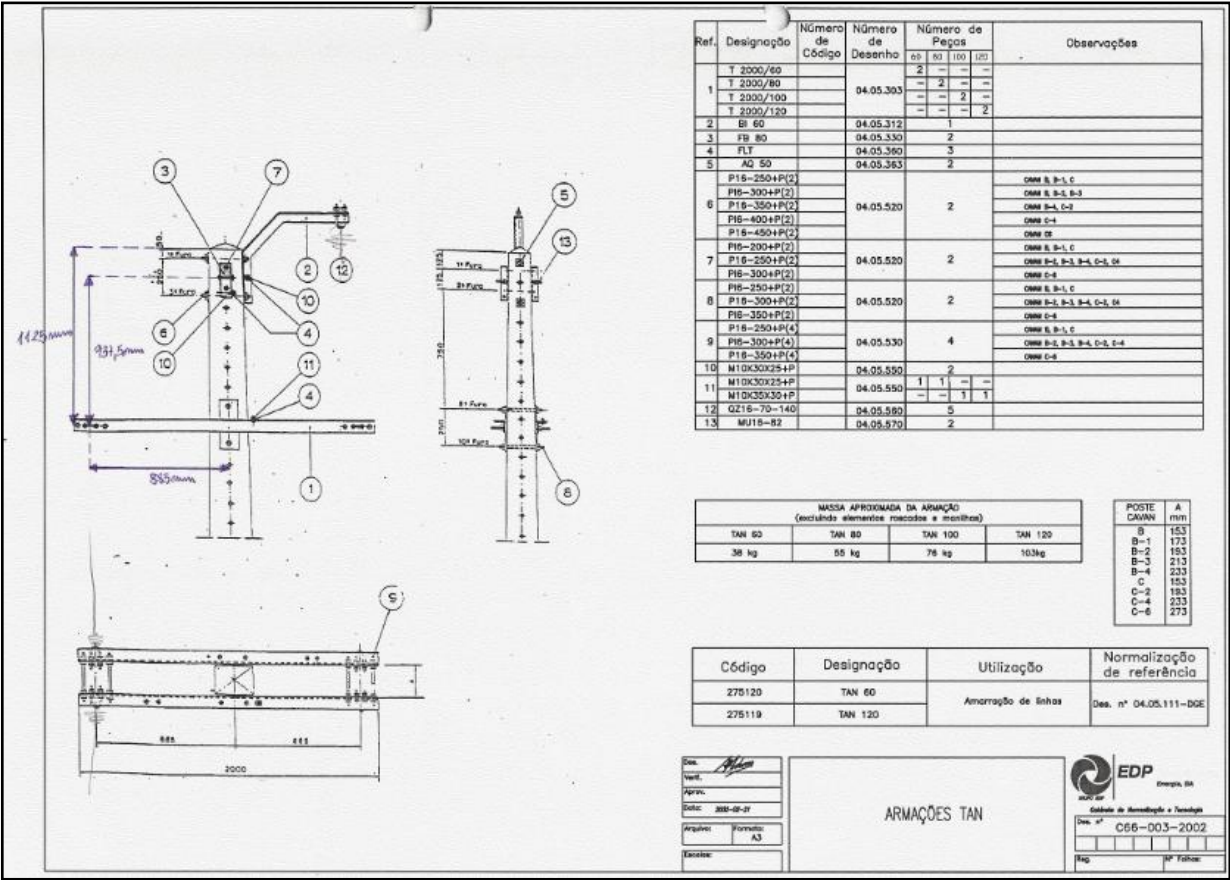
ECT – Emp. Contínua
 ANEXO IV - LAMT
 SET 2007

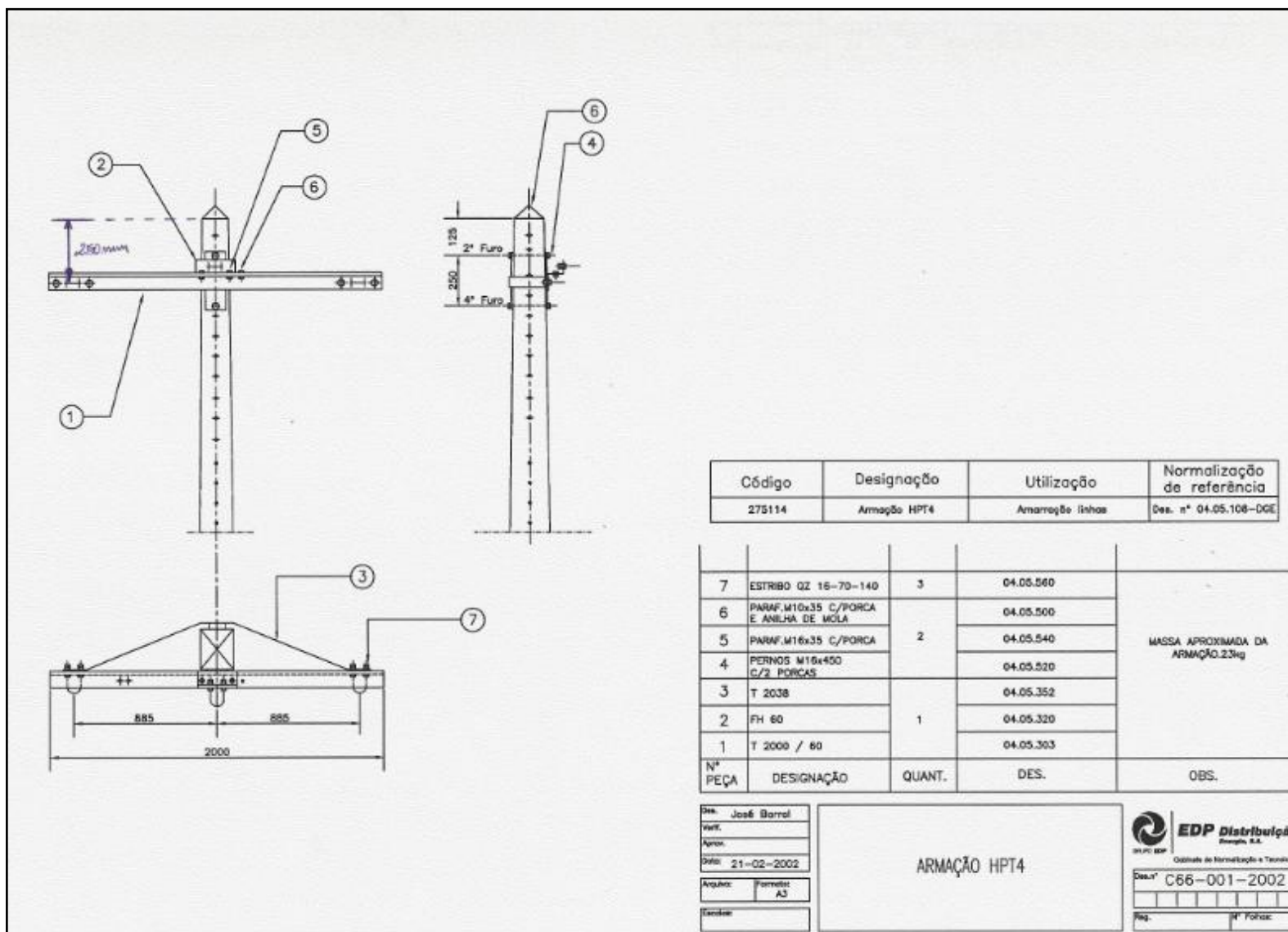
COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE $C = 4 \text{ daN.cm}^{-3}$

Designação	Poste		Fundações				Beirão
	H (m)	Peso (daN)	A (m)	B (m)	H ₀ (m)	V (m ³)	V (m ³)
MM08 - 4000	14	4200	3,35	2,55	1,90	16,23	15,90
	16	5170	2,25	3,25	2,10	15,36	14,96
	18	6220	2,05	3,05	2,30	14,38	13,90
	22	8580	2,05	2,95	2,50	15,12	14,51
	24	9890	2,15	3,05	2,50	16,39	15,74
	26	11340	1,75	2,55	2,80	12,50	11,71
MM10 - 5000	14	4900	3,85	2,65	1,90	19,39	19,03
	16	5970	2,55	3,75	2,10	20,08	19,56
	18	7110	2,45	3,25	2,30	18,31	17,79
	20	8340	2,25	3,15	2,50	17,72	17,10
	22	9660	2,25	3,35	2,50	18,84	18,18
	24	11140	2,55	3,25	2,50	20,72	20,00
	26	12690	2,05	2,95	2,80	16,93	16,08

Anexo D - Dimensões e Diagrama de Esforços das Armações aplicadas na Linha Santão-Felgueiras







**Anexo E - Planta Parcelar e Perfil
Longitudinal da linha MT a 15 kV Santão-
Felgueiras**

Anexo F - Memória Descritiva e Justificativa da Linha Santão-Felgueiras

ENTIDADE: **EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA, S.A.**
ÁREA DE REDE AVE SOUSA

INSTALAÇÃO
PROJECTADA: Linha Aérea a 15kV para o PT: **SANTÃO – FELGUEIRAS**

ORIGEM: LN PT MOTA & C^a L.da
(ARQ. 6253 – PROC. 1/5484)

OBJECTIVO: Fornecer energia ao novo PT.

LOCALIZAÇÃO: Freguesia de SANTÃO
Concelho de FELGUEIRAS

TRAÇADOS: De acordo com o desenho anexo (N.º 06035-01)

CARACTERÍSTICAS: Comprimento total: Troço aéreo: 170,98 m
Neutro da rede: à terra
Condutores (material, secção e tensão máxima): especificados nos desenhos anexos
Isoladores rígidos:
Isoladores de cadeia: 2 x ASR 3 * AAB 1404; AS 2 * AAB 1404
Armações: HRFSC/EDP 80; TAN 60; HPT4
Apoios: dos tipos indicados no perfil

TRAVESSIAS E
CRUZAMENTOS: Estradas nacionais:
Linhas de telecomunicação:
Linha de Caminho de Ferro:

CÁLCULOS: De acordo com a folha em anexo.

INDICAÇÕES
COMPLEMENTARES:

O AUTOR DO PROJECTO

O TÉCNICO RESPONSÁVEL

Anexo G - Interface da aplicação “Esforços_Apoio”

Preencher:				Tipo de Apoio	Cálculo da Força proveniente da ação do vento						
Linha Principal:											
Dímetro do cabo_Vão_2	16,32	mm	Linha Principal (S/N)	A P O I O d e r i v a ç ã o	<table border="1"> <tr><td>q (pressão dinâmica)</td><td>75</td></tr> <tr><td>c (coeficiente de forma)</td><td>1</td></tr> <tr><td>wp1 (esforço unitário devido ao vento)</td><td>0,3602232</td></tr> </table>	q (pressão dinâmica)	75	c (coeficiente de forma)	1	wp1 (esforço unitário devido ao vento)	0,3602232
q (pressão dinâmica)	75										
c (coeficiente de forma)	1										
wp1 (esforço unitário devido ao vento)	0,3602232										
Secção_Vão_2	157,9	mm²	N		<table border="1"> <tr><td>q (pressão dinâmica)</td><td>75</td></tr> <tr><td>c (coeficiente de forma)</td><td>1</td></tr> <tr><td>wp2 (esforço unitário devido ao vento)</td><td>0,3602232</td></tr> </table>	q (pressão dinâmica)	75	c (coeficiente de forma)	1	wp2 (esforço unitário devido ao vento)	0,3602232
q (pressão dinâmica)	75										
c (coeficiente de forma)	1										
wp2 (esforço unitário devido ao vento)	0,3602232										
Altura do Apoio	22	m			<table border="1"> <tr><td>q (pressão dinâmica)</td><td>75</td></tr> <tr><td>c (coeficiente de forma)</td><td>1,2</td></tr> <tr><td>w2 (esforço unitário devido ao vento)</td><td>0,238383</td></tr> </table>	q (pressão dinâmica)	75	c (coeficiente de forma)	1,2	w2 (esforço unitário devido ao vento)	0,238383
q (pressão dinâmica)	75										
c (coeficiente de forma)	1,2										
w2 (esforço unitário devido ao vento)	0,238383										
Dímetro do cabo_Vão_1	16,32	mm		<table border="1"> <tr><td>q (pressão dinâmica)</td><td>75</td></tr> <tr><td>c (coeficiente de forma)</td><td>1,2</td></tr> <tr><td>w1 (esforço unitário devido ao vento)</td><td>0</td></tr> </table>	q (pressão dinâmica)	75	c (coeficiente de forma)	1,2	w1 (esforço unitário devido ao vento)	0	
q (pressão dinâmica)	75										
c (coeficiente de forma)	1,2										
w1 (esforço unitário devido ao vento)	0										
Secção_Vão_1	157,9	mm²									
Comprimento_Vão_1	214,24	m									
Comprimento_Vão_2	199,84	m									
Tensão de montagem derivada	6	daN/mm²									
Tensão de montagem_Principal_1	7	daN/mm²									
Tensão de montagem_Principal_2	7	daN/mm²									
Linha Derivada				D e r i v a ç ã o							
Altura do Apoio / Altura do Apoio	22	m	Apoio de Alinhamento ou Apoio		<table border="1"> <tr><td>q (pressão dinâmica)</td><td>75</td></tr> <tr><td>c (coeficiente de forma)</td><td>1,2</td></tr> <tr><td>w2 (esforço unitário devido ao vento)</td><td>0,238383</td></tr> </table>	q (pressão dinâmica)	75	c (coeficiente de forma)	1,2	w2 (esforço unitário devido ao vento)	0,238383
q (pressão dinâmica)	75										
c (coeficiente de forma)	1,2										
w2 (esforço unitário devido ao vento)	0,238383										
Dímetro_cabo_Vão_2 / Dímetro_cabo_derivada	9	mm			<table border="1"> <tr><td>q (pressão dinâmica)</td><td>75</td></tr> <tr><td>c (coeficiente de forma)</td><td>1,2</td></tr> <tr><td>w1 (esforço unitário devido ao vento)</td><td>0</td></tr> </table>	q (pressão dinâmica)	75	c (coeficiente de forma)	1,2	w1 (esforço unitário devido ao vento)	0
q (pressão dinâmica)	75										
c (coeficiente de forma)	1,2										
w1 (esforço unitário devido ao vento)	0										
Secção_Vão_2 / Secção_derivada	89,48	mm²									
Comprimento_Vão_1 / Comprimento_derivada	71,82	m									
Comprimento_Vão_2	0	m									
Tensão de montagem_2	0	daN/mm²									
Tensão de montagem_1 (=Tensão de montagem_derivada)	0	daN/mm²									
Secção_Vão_1	0	mm²									
Dímetro do cabo_Vão_1	0	mm									

Preencher:		Cálculo de Esforços		Apoio Metálico	Apoio Betão	Cálculo de Esforços	Cálculo de Esforços (para Apoios de Reforço)	Apoio Reforço
Apoio de alinhamento / Apoio de Ângulo		Cálculo de ângulos		Apoio	Apoio		Hip. 2 Cálculo de esforços	Apoio
Inserir ângulos:	C (graus)	β1	90 (graus)				Fy 0 daN	
	*1	β2	90 (graus)				Fx 0 daN	
		Fy+Fx	0 daN				Fy+Fx 0 daN	
Apoio de Derivação		Cálculo de ângulos		Apoio	Apoio	Hip. 2 Cálculo de esforços		Apoio
Inserir ângulos:	A (vdo2) B(Vao 1) (graus)	β1	0,02 (graus)	RS 22	AM08-4000/1320-22	Fy 714,7 daN	Fy 810,0607512 daN	
	*2 *3	β2	179,98 (graus)			Fx 561,6 daN	Fx 2580,790747 daN	
		βd	233,62 (graus)				Fy+Fx 3390,851498 daN	
Apoio de Fim de Linha		Cálculo de esforços		Apoio	Apoio			
		Fy	0 daN				Maiores tensões dos vãos:	
		Fx	0 daN				7	
		Fy+Fx	0 daN				157,9	

**Anexo H - Planta de parte da Rede de
Distribuição em Baixa Tensão do
Loteamento localizado em Vizela**

Anexo I - Comprimentos Máximos Protegidos contra Curto-Circuitos por Fusíveis

COMPRIMENTOS MÁXIMOS PROTEGIDOS CONTRA CURTO-CIRCUITOS POR FUSÍVEIS DE A.P.C.
DO TIPO gG (NP - 3524)

Redes aéreas em condutores isolados em feixe (torçada) de alumínio (tipos LXs e LVS)

CONDUTORES			FUSÍVEL		CANALIZAÇÃO	
Seção do Fase (mm²)	Seção do Neutro (mm²)		In (A)	IC (A)	L _{max} (2) (m)	
	E (5)	F (5)			E (4)	F (5)
16 75	16	16	32	125	320	320
			40	170	235	235
			50	220	180	180
			63	290	135	135
			80	420	95	95
			100	540/550 (3)	75/70 (3)	75/70 (3)
			125	750/850 (3)	55/45 (3)	55/45 (3)
			160	1200/1420 (3)	35/30 (3)	35/30 (3)
25 100	25	54,6	32	125	500	685
			40	170	365	500
			50	220	295	390
			63	290	215	295
			80	420	150	205
			100	540	115	160
			125	600	105	140
			160	870/940 (3)	70/65 (3)	100/90 (3)
			200	1200/1700 (3)	50/35 (3)	70/50 (3)
50 150	50	54,6	32	125	995	1040
			40	170	730	765
			50	220	565	590
			63	290	430	450
			80	420	295	310
			100	540	230	240
			125	600	205	215
			160	870	145	150
			200	1200	105	110
			250	1460	85	90
			315	2200/2500 (3)	55/50 (3)	60/50 (3)
70 190	70	54,6	32	125	1395	1220
			40	170	1025	900
			50	220	790	695
			63	290	600	525
			80	420	415	365
			100	540	325	285
			125	600	290	255
			160	870	200	175
			200	1200	145	125
			250	1460	120	105
			315	2050	85	75
			400	2600/2960 (3)	65/60 (3)	60/50 (3)
95	95	54,6	32	125	1890	1380
			40	170	1390	1015
			50	220	1075	785
			63	290	815	595
			80	420	565	410
			100	540	440	320
			125	600	395	290
			160	870	270	200
			200	1200	195	145
			250	1460	160	120
			315	2050	115	85
			400	2600	90	65

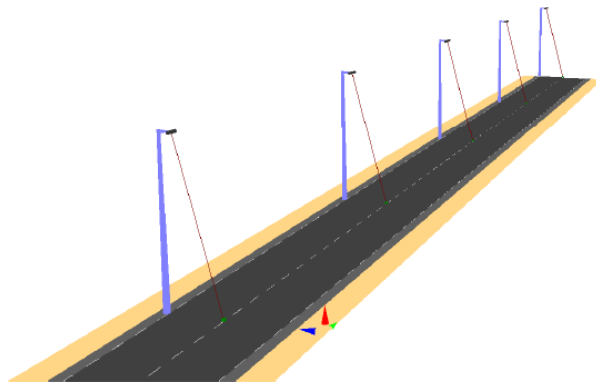
- (1) Os valores das intensidades nominais dos fusíveis superiores à intensidade máxima admissível na canalização destinam-se à aplicação da "regra do triângulo".
 (2) Estes valores foram calculados para curto-circuitos fase neutro. Para canalizações sem neutro distribuído devem ser multiplicados por $\sqrt{3}$ os comprimentos deste quadro correspondentes a seções iguais.
 (3) Estes valores foram definidos pela característica de fadiga térmica da canalização, referindo-se o primeiro a condutores isolados a policloreto de vinilo, segundo a policloreto de vinilo.
 (4) Técnica Escandinava.
 (5) Técnica Francesa.
 Nota: Estes quadros actualizam os do RSPBT.

QUADRO 13.9 (Cont.)

Redes subterrâneas de distribuição de energia em baixa tensão em cabos isolados de alumínio dos tipos LXAV, LVAV, LSVAV, LXV, LSXV, LVV e LSVV
Comprimentos máximos protegidos contra curto-circuitos por fusíveis de a.p.c. do tipo gG (NP-3524)

CONDUTORES		FUSÍVEL		CANALIZAÇÃO
Secção da Fase (mm²)	Secção do Neutro (mm²)	In (1) (A)	Icc (A)	L máx (2) (m)
95	50	32	125	1 305
		40	170	960
		50	220	740
		63	290	560
		80	420	390
		100	540	300
		125	600	270
		160	870	185
		200	1 200	135
		250	1 460	110
		315	2 200/2 500 (3)	75/65 (3)
	95	32	125	1 890
		40	170	1 390
		50	220	1 075
		63	290	815
		80	420	565
		100	540	440
		125	600	395
		160	870	270
		200	1 200	195
		250	1 460	160
		315	2 050	115
		400	2 600	90
120	70	32	125	1 760
		40	170	1 295
		50	220	1 000
		63	290	760
		80	420	525
		100	540	405
		125	600	365
		160	870	255
		200	1 200	185
		250	1 460	150
		315	2 050	105
		400	2 600/2 960 (3)	85/75 (3)
	120	32	125	2 390
		40	170	1 755
		50	220	1 355
		63	290	1 030
		80	420	710
		100	540	555
		125	600	500
		160	870	345
		200	1 200	250
		250	1 460	205
		315	2 050	145
		400	2 600	115

Anexo J - Cálculos Luminotécnicos para o Loteamento localizado em Castelo de Paiva



Cliente:

Descrição:

Instalação:
Castelo de Paiva

Autor: Ricardo Moreira

Estrada de Tipo C.I.E.: R3
Factor de reflexão: 0.07

DISPOSIÇÃO DA ESTRADA

Posição	Largura	Tipo	Pistas
0.00	1.72	Refúgio	
1.72	0.73	Berma	
2.45	6.80	Estrada	2
9.25	0.73	Berma	
9.98	1.72	Refúgio	

Anexo J - Cálculos Luminotécnicos para o Loteamento localizado em Castelo de Paiva 175

PROYECTO: 2

DATA: 26-06-2009

LUMINÁRIAS E LÂMPADAS ESCOLHIDOS

Nº ID	LUMINÁRIA Modelo	Tipo	LÂMPADA Fluxo	Descrição	F. MANUTENÇÃO Lumin.	Lâmp.	Uds.	Consumo
1	IVA1-MT	1x150 W St	17.50	IVA1-MT 150W S	0.92	0.90	6	1008 W

Potencia instalada: 1.19 W/m2

DISPOSIÇÃO DE LUMINÁRIAS

Nº	Tipo	Interdistância	Eixo óptico	Apoio	Altura	Modelo
1	Unilateral	25.00	8.52	9.27	10.00	IVA1-MT - 1 x St - 150 W

	X	Y	Altura	Theta	Sigma	Alfa
1	-25.00	8.52	10.00	0.00	15.00	0.00
2	0.00	8.52	10.00	0.00	15.00	0.00
3	25.00	8.52	10.00	0.00	15.00	0.00
4	50.00	8.52	10.00	0.00	15.00	0.00
5	75.00	8.52	10.00	0.00	15.00	0.00
6	100.00	8.52	10.00	0.00	15.00	0.00

Pág. 3

PROYECTO: 2

DATA: 26-06-2009

SUMÁRIO DE ZONAS

Nome	Média	Um/Uo	Uex/UI
Zona correspondente ao plano de trabalho - Iluminância	25.92 lux	0.44	0.28
Zona correspondente ao plano de trabalho - Semicilíndrica	8.11 lux	0.18	0.10
Zona correspondente ao plano de trabalho - Luminância	1.72 cd/m2	0.71	0.84

Pág. 4

PROYECTO: 2

DATA: 26-06-2009

Zona: Zona correspondente ao plano de trabalho

MATRIZ ILUMINAÇÃO HORIZONTAL: Valores en serviço em lux

Y/X(m)	1.25	3.75	6.25	8.75	11.25	13.75	16.25	18.75	21.25	23.75	UI
8.68	28	18	15	12	11	11	12	15	18	28	0.41
7.55	35	27	20	17	17	17	16	20	27	35	0.47
6.42	42	32	26	21	22	22	21	27	32	42	0.50
5.28	41	32	29	24	24	24	24	29	32	41	0.58
4.15	38	31	29	25	25	25	25	29	31	38	0.65
3.02	33	28	27	24	25	25	24	27	28	33	0.72
Ut	0.68	0.58	0.52	0.49	0.45	0.45	0.49	0.52	0.58	0.67	

ORIGEM ZONA:

POSIÇÃO: X: 0.00 m Y: 2.45 m Z: 0.00 m

ILUMINÂNCIAS HORIZONTAIS EM SERVIÇO:

MEDIA: Em = 25.92 lux

MINIMA: Emin = 11.48 lux

Pág. 5

PROYECTO: 2

DATA: 26-06-2009

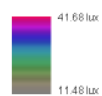
MÁXIMA: Emax = 41.68 lux

UNIFORMIDADES:

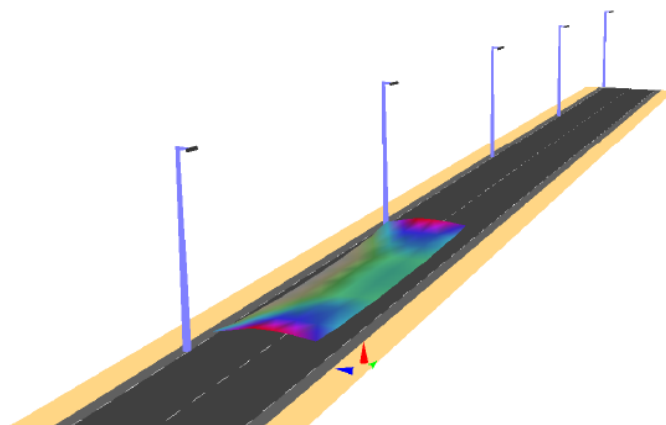
MEDIA: Um = Emin/Em = 0.44

EXTREMA: Uex = Emin/Emax = 0.28

Pág. 6

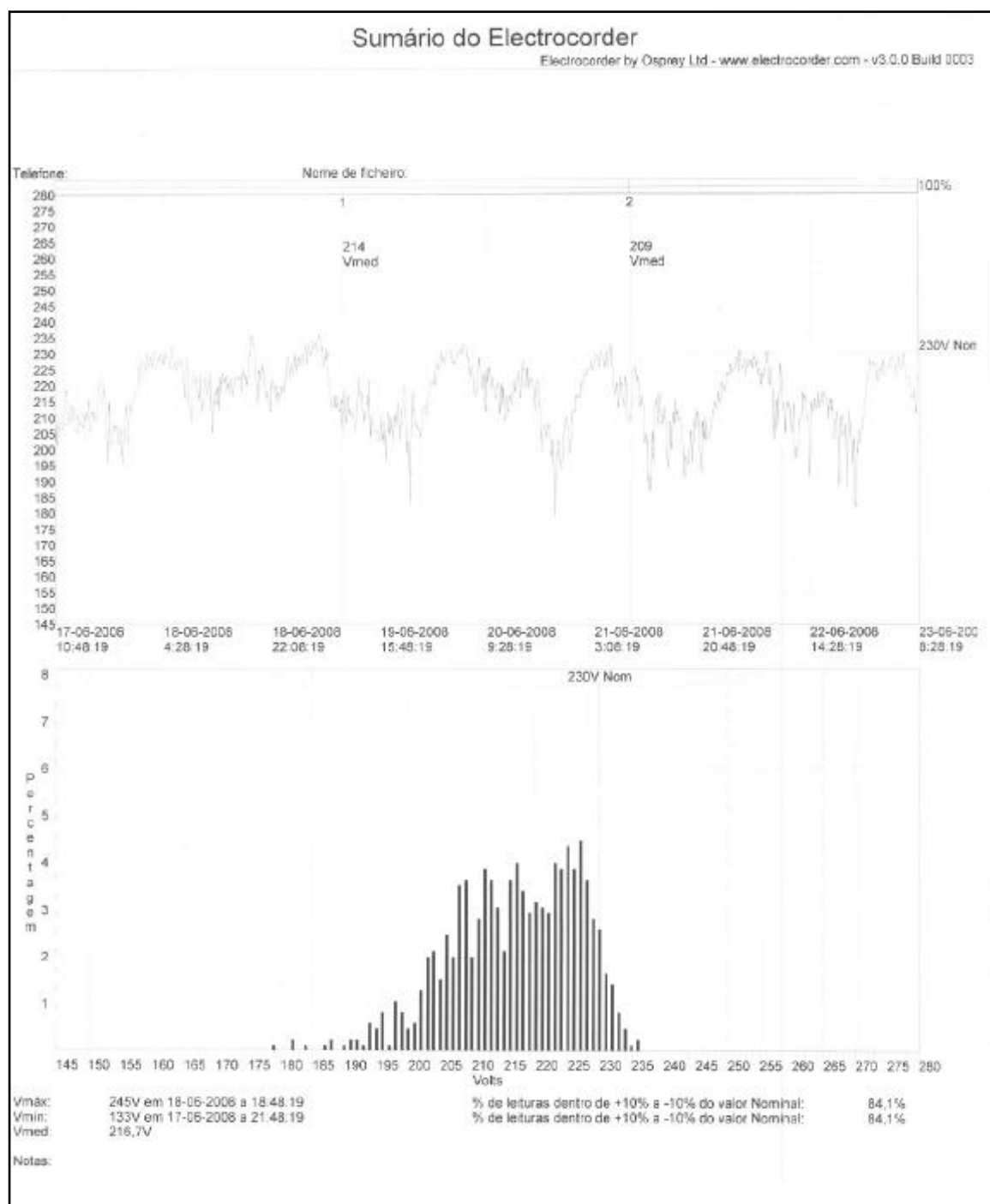


Zona correspondente ao plano de trabalho - 3D - Iluminância



**Anexo K - Planta da Iluminação Pública
do Loteamento localizado em Castelo de
Paiva**

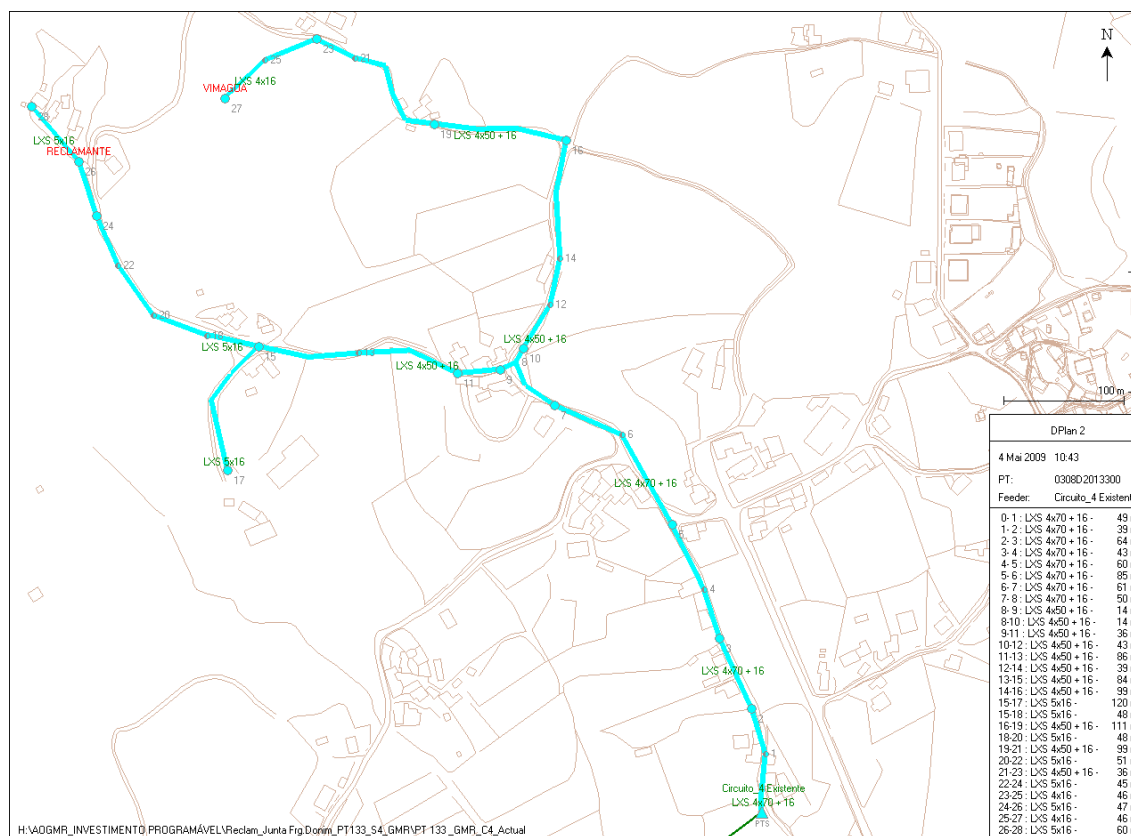
Anexo L - Registo de “*Electrocorder*”



Anexo M - Resultados obtidos com o *SOFTWARE* DPlan e folha de cálculo REBATE

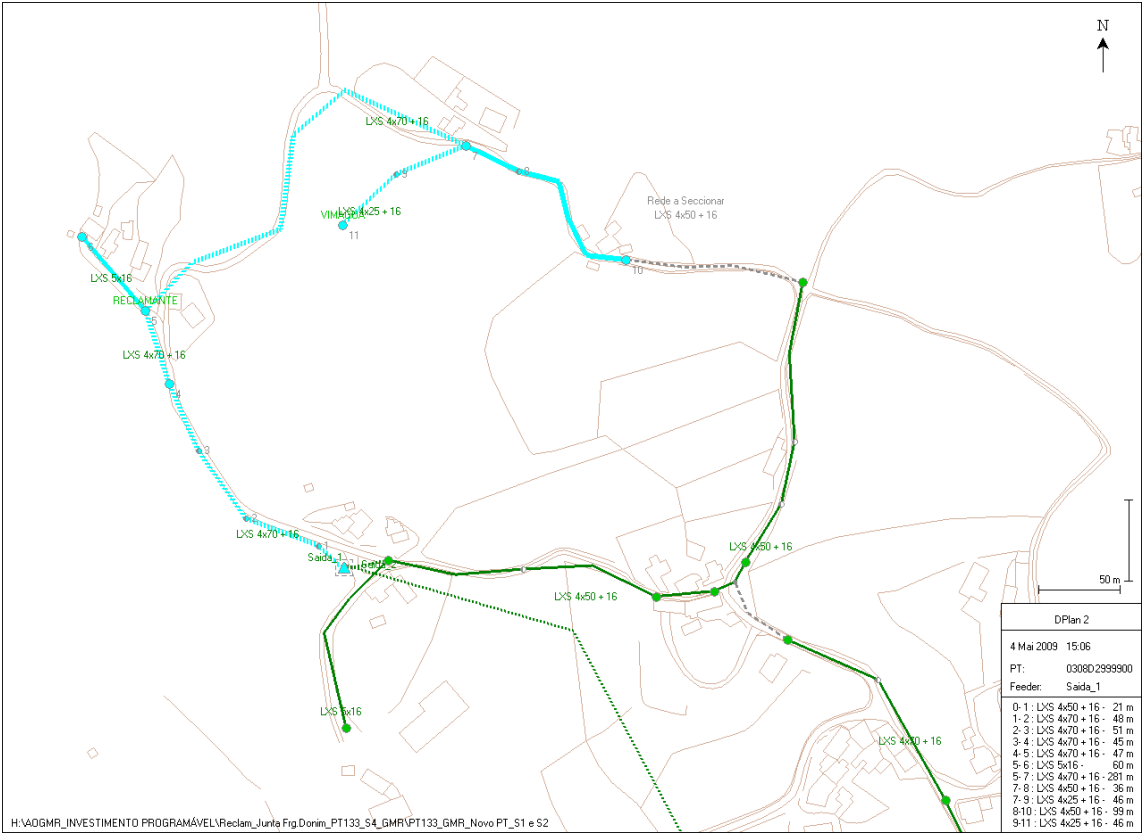
“Circuito_4 Existente do PT 133 GMR”

Desempenho			
Ponta na saída (BT)	70,80	kW	
Queda de tensão máxima (BT)	22,27	%	
Restrição de Potência por v.d.t. Não Regulamentar (BT)	48,80	kW	
Potência de Perdas (BT)	13,06	kW	
Energia Anual de Perdas (BT)	8,24	MWh	
Energia Anual Não Fornecida (ENF)	0,00	kWh	
Número Anual de Interrupções (BT)	0,00	interrupções	
Comprimento de rede com $\Delta U > \Delta U_{max}$	1281,30	m	
Parametros			
Máximo desvio de tensão admissível	8,00	%	
Factor de potência	0,93		
Factores de ponta	Clientes monofásicos	1,15	0,50
		3,45	0,50
		6,90	0,50
		10,35	0,60
		10,35	0,60
	Clientes trifásicos	6,90	0,50
		10,35	0,60
		13,80	0,60
		17,25	0,70
		20,70	0,70
		27,60	0,80
		34,50	0,80
		41,40	0,80



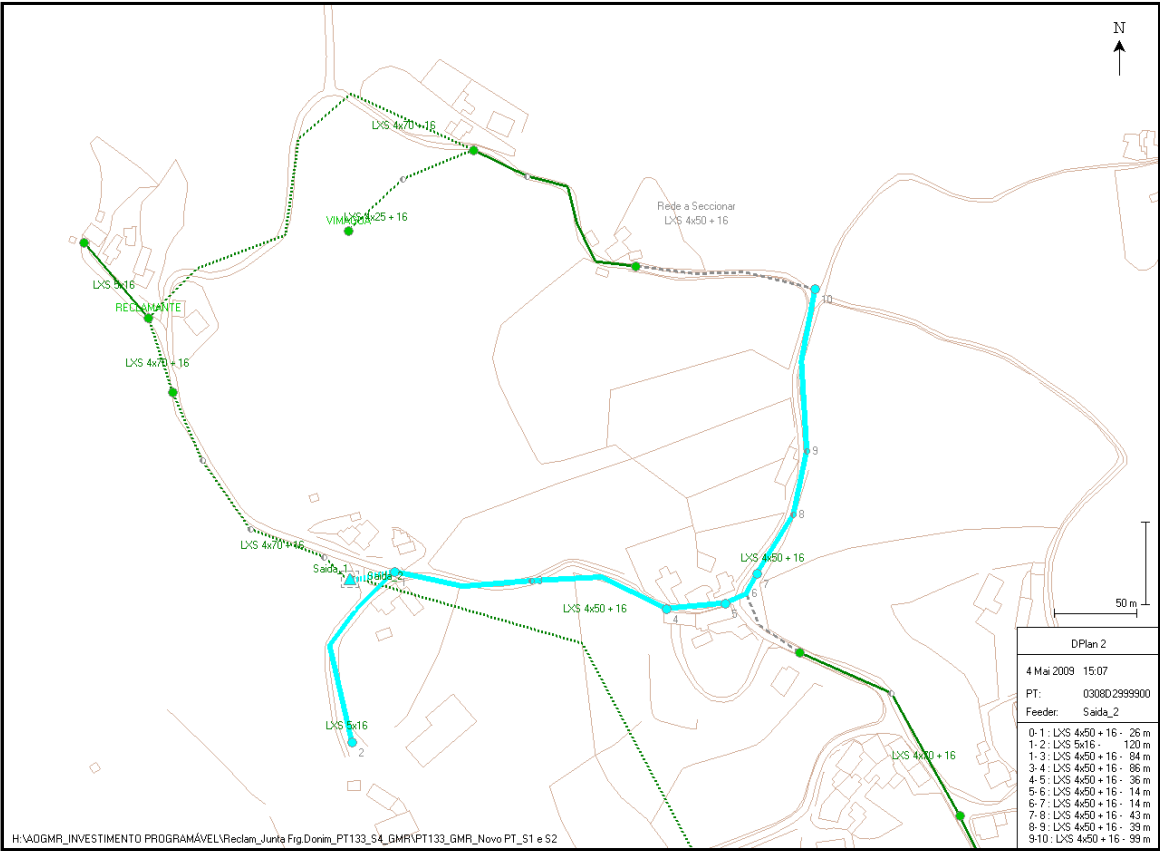
“Saída_1 do PT Novo”

Desempenho			
Ponta na saída (BT)		28,80	kW
Queda de tensão máxima (BT)		5,40	%
Restrição de Potência por v.d.t. Não Regulamentar (BT)		0,00	kW
Potência de Perdas (BT)		1,30	kW
Energia Anual de Perdas (BT)		0,82	MWh
Energia Anual Não Fornecida (ENF)		0,00	kWh
Número Anual de Interrupções (BT)		0,00	interrupções
Comprimento de rede com $\Delta U > \Delta U_{max}$		0,00	m
Parametros			
Máximo desvio de tensão admissível		8,00	%
Factor de potência		0,93	
Factores de ponta	Clientes monofásicos	1,15	0,50
		3,45	0,50
		6,90	0,50
		10,35	0,60
	Clientes trifásicos	6,90	0,50
		10,35	0,60
		13,80	0,60
		17,25	0,70
		20,70	0,70
		27,60	0,80
		34,50	0,80
		41,40	0,80



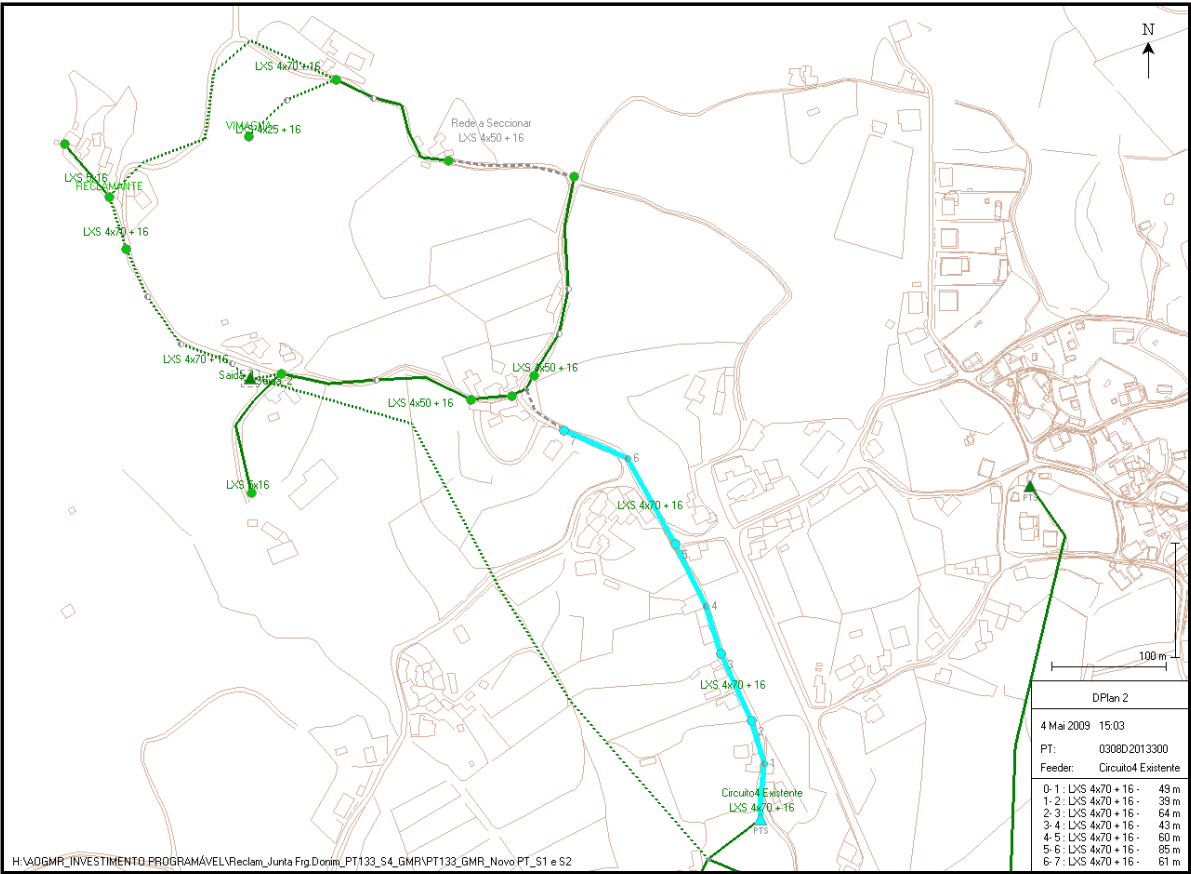
“Saída_2 do PT Novo”

Desempenho			
Ponta na saída (BT)	27,90	kW	
Queda de tensão máxima (BT)	4,02	%	
Restrição de Potência por v.d.t. Não Regulamentar (BT)	0,00	kW	
Potência de Perdas (BT)	1,20	kW	
Energia Anual de Perdas (BT)	0,76	MWh	
Energia Anual Não Fornecida (ENF)	0.00	kWh	
Número Anual de Interrupções (BT)	0.00	interrupções	
Comprimento de rede com $\Delta U > \Delta U_{max}$	0,00	m	
Parametros			
Máximo desvio de tensão admissível	8,00	%	
Factor de potência	0,93		
Factores de ponta	Clientes monofásicos	1,15	0,50
		3,45	0,50
		6,90	0,50
	Clientes trifásicos	10,35	0,60
		6,90	0,50
		10,35	0,60
		13,80	0,60
		17,25	0,70
		20,70	0,70
		27,60	0,80
		34,50	0,80
		41,40	0,80



“Circuito_4 Existente do PT 133 GMR após remodelação”

Ponta na saída (BT)		25,80	kW
Queda de tensão máxima (BT)		2,99	%
Restrição de Potência por v.d.t. Não Regulamentar (BT)		0,00	kW
Potência de Perdas (BT)		0,69	kW
Energia Anual de Perdas (BT)		0,44	MWh
Energia Anual Não Fornecida (ENF)		0.00	kWh
Número Anual de Interrupções (BT)		0.00	interrupções
Comprimento de rede com $\Delta U > \Delta U_{max}$		0,00	m
Parametros			
Máximo desvio de tensão admissível		8,00	%
Factor de potência		0,93	
Factores de ponta	Clientes monofásicos	1,15	0,50
		3,45	0,50
		6,90	0,50
		10,35	0,60
		10,35	0,60
	Clientes trifásicos	6,90	0,50
		10,35	0,60
		13,80	0,60
		17,25	0,70
		20,70	0,70
		27,60	0,80
		34,50	0,80
		41,40	0,80



Anexo N - Parecer do “Departamento de Planeamento” à proposta de Remodelação



EDP Distribuição
 Direcção de Planeamento de Rede
 Departamento Planeamento BT/MT

PROJECTOS INVESTIMENTO - "Detalhe"

Departamento:

Proj Investimento RN09087 - QS PT 133/GMR DONIM-FORCADA (S. 4) numProcesso 4409020119
 C Prim. [€] 30.094 B/C [p.u.] 5,25 TRI [%] 42,19 VAL [€] 171.272
 Estado Estudo Doc. aprov Data aprov
 Programa Inv
 Despacho em 12-05-2009

Criado projecto de investimento RN09087 - QS PT 133/GMR DONIM-FORCADA (S. 4). Seleccionada a Alternativa 1, por eliminar a queda de tensão não regulamentar em todo o circuito e por permitir o crescimento da rede BT. A inserir na carteira de projectos.

Classe Obra	Tarefas	Un	Qtd
LINHAS AÉREAS	LA TRABALHOS TET	UN	1
	LA 15KV,1 TERNO,AA50	M	610
	APOIO FIM-DE-LINHA,LA15KV,AA50	UN	1
POSTOS DE TRANSF./SECCIONAM	PT AI-1 15KV 160KVA	UN	1
REDES AÉREAS	RABT LXS 4x25+16	M	270
	RABT LXS 4x70+16	M	520
	ACERTO VALORIZACAO - RA	€	867
	Obs.: Custo demonstragem da rede aérea BT existente a remodelar		
CHEGADAS AÉREAS	TRANSF BAIXADAS MONO AER/AER S/SUBST	UN	4
	TRANSF BAIXADAS TRIF AER/AER S/SUBST	UN	2
REDES ILUMINAÇÃO PÚBLICA	IP RURAL 70W NA	UN	7

Crítérios: [numProj]inv="RN09087"

Anexo O - Especificações Técnicas do Transmissor e Receptor RD4000

RD4000 T10 Transmitter Technical Specification

Description RD4000 T10 Transmitter
Part No: 104KKT10-1 ("version)

Physical Construction High impact thermoplastic injection moulded case sealed to IP55 (excludes all battery tray variants)

Ruggedness Withstands one metre drop onto concrete (BS EN 60068-2)

Dimensions Approximately 180mm(7.1") x 350mm(13.8") x 230mm(9")

Weight 4.3kg/9.5lb

Operating Modes:

Locate mode by Induction
Locate Mode by Direct Connection
Measure Mode (D/M/A/V/O operation)

FaultFind Mode by Direct Connection
(Optional) ACID-M Mode by Direct Connection
(Optional) Pipeline Mode by Direct Connection

Connected accessory is identified automatically and available modes/frequencies are set. Power restrictions for connected accessory are also set automatically, if no accessory is plugged in the unit defaults to Induction mode.

Available Frequencies (kHz) Up to 2 Induction Frequencies from 8.192kHz, 32.768kHz, and 85.536kHz, or two from 85.536kHz, 83.000kHz and 200.000kHz—factory configurable
Other Modes:
Up to 16 direct connect frequencies
OD: up to 14 CD pairs may be used per accessory

Frequency configuration is factory/dealer configured but can be user modified by use of the RD Web-based configuration tool. Induction frequencies must be specified at time of order as they are factory configured

*Note: Not all frequencies are available for all modes and accessories; some accessories will place restrictions upon the band of frequency available for use (e.g. signal clamps)

FaultFind Output:

FaultFind Frequency 8.192kHz/8kHz composite signal compatible with existing Radiodetection fault finding equipment—other FaultFind locate frequencies may be available at a later date.
FaultFind Voltage—120V/RMS at 8mA maximum

Audio Indication Volume Adjustable in four levels: Mute, low, med, high via user interface menu

Indication Tones Connection Quality Sliding Tone from 40-400Hz. A lower tone equals more current on line (i.e. better connection)
Low Battery

Connection Quality Tone pulses off 1 second in 5 and alert tone sounded of 6 rapid beeps
Error Condition Warning tone
Invalid Selection 1 short 200Hz beep
Live-Cable Warning Alternating Warning Tone sounded whilst cable energised

Visual Indication

- Custom transfective LCD with automatic backlight. LCD displays the following information:
 - Line current/voltage/resistance
 - Operating mode and frequency
 - Demand Level
 - Battery/External Power status
 - Audio volume setting
 - Connection graphic to show how signal applied to target line
 - Warnings for SELV limited output and live cable

Output Protection

Output protected from inadvertent connection to 240V AC RMS via user resettable trip. LCD display gives user feedback that trip has operated. In FF mode the trip will not operate but the unit is still protected against inadvertent connection to 240 V AC



Signal Output

Continuous sinusoidal output waveform of selected frequency or composite waveform if selected.
Output pulses off 1 second in 5 (synchronised to connection tone) to indicate low battery conditions

Connection Performance

Output Level	Open Circuit Voltage*	Limiting Current	Maximum Power**
1	30V/50V RMS	10mA	0.50W
2	30V/50V RMS	30mA	1.50W
3	30V/50V RMS	60mA	3.00W
4	30V/50V RMS	100mA	5.00W
5	30V/50V RMS	200mA	10.00W
6	30V/50V RMS	400mA	10.00W
7	30V/50V RMS	700mA	10.00W
8	30V/50V RMS	1A	10.00W

*Voltage can be increased from default 30V to 50V by menu selection. Voltage defaults back to 30V each time unit is turned on.
**Output power maximum 10W, display shows HI POWER when output power greater than 5W. This allows user to maximise battery life if 10W maximum output power is not required.
At 48kHz and above the output power is limited to 1W to comply with current legislation

Induction Performance

Output adjustable in four steps: 25%, 50%, 75% and 100%
At 48kHz and above the output power is limited to 1W to comply with current legislation

Batteries 12 off LR20 (D)

Alkaline 1.5V cells
Optional High Capacity Rechargeable battery pack

Battery Life

Power output	Battery life (alkaline cells at 20°C and continuous use)
10W	> 4 hours
5W	> 15 hours
1W	> 24 hours

- Battery trays have 12V input socket for external power supply
- Rechargeable battery pack has 12V input socket to recharge battery pack and simultaneously operate transmitter (if required)

External Connectors

R8232
Accessory outlet

Accessories

Accessories are automatically identified by the RD4000T10 when connected. The transmitter automatically selects mode and power/frequency limits based upon accessory fitted, and updates connection graphic on LCD display

Standard accessories

- Direct connection lead
- External 12 volt supply lead
- Earth (ground) stake

Optional accessories

Carry bag
2" and 4" clamps
CD clamps
Earth extension lead
Live plug connector
Live cable connector

Temperature Range

Operating temperature: -20°C to +50°C
Storage temperature: -40°C to +70°C

Quality Control

BS6750:180 9001/EN29001

Approvals

CE Complies with European R&TTE Directive 1999/5/EC
Complies with FCC Rules Part 15

Warranty

12 months.

Radiodetection Ltd
Western Drive
Bristol BS14 0AF, UK
Tel: +44 (0) 117 575 7775
Fax: +44 (0) 117 575 7775
email: rd.sales.uk@spk.com
http://www.radiodetection.com



AN SPX COMPANY
Radiodetection products are under continuous development and are subject to change without notice.
TS032EN02
All Rights Reserved

RD4000RX Technical Specification

Description: RD4000 Precision Locator
Part No: 10/4KRx —* (* = version)
10/4KMRx —* (* = EMS version)

Physical:
Construction: High impact thermoplastic, weatherproof to NEMA 3R and IP54
Ruggedness: Withstands one metre drop onto concrete (BS EN 60068-2)
Dimensions: Approximately 650mm/27" x 280mm/11" x 123 mm/4.8"
Weight: Standard version: 2.8 kg/6lb
EMS version: 3.2 kg/7lb



**Mode	Frequency	Bandwidth / Hz	Sensitivity* @ 1 m	Locating Depth Guide (metres/yard)	
				Good Conditions	Poor Conditions
Power	40 Hz – 700 Hz	500	7.5 mA	3	2
Radio	14 kHz – 26 kHz	10,000	20 µA	2	1
Active frequencies	8 kHz–100 kHz	10, 20 or 40	25 µA	5	2
Active frequencies	100 kHz–200 kHz	10, 20, or 40	50 µA	3	2
CD	up to 1024 Hz	10, 20 or 40	250 µA	5	2
Lf	up to 2048 Hz	10, 20 or 40	250 µA	5	2
CPS	100 Hz or 120 Hz	10, 20 or 40	10mA	3	2
Fault-Find (via optional external A-frame accessory)	8 Hz and 8.192 kHz	10 or 20	2 µV @ 1MΩ	3	2
		10	100 µA	--	--

*Sensitivity specified for Peak mode

**Installed modes depend on the configuration chosen at time of purchase

Operating Modes:

Locate Accuracy: 5% of depth (depending on depth – see below)
Current Accuracy: 5% of actual current (depending on depth – see below)
Depth Accuracy: 5% of depth on undistorted signal with no adjacent signals
Depth Range: Line — up to 3m @ 5% depth accuracy, 5% current accuracy
Sonde — up to 5m @ 10% depth accuracy, 10% current accuracy
Sonde — up to 8m (with SuperSonde)

Visual Indication:

Liquid crystal display indicating the following:
Signal Strength % Line Depth Sonde Depth
Line signal current Gain Level Operating Mode
Line/Sonde mode Peak/Null/Single mode Left/Right direction arrows
Battery Status Speaker Volume CD direction arrows
Accessory connected

Audio Indication:

Audio signal output through water-resistant speaker or optional headphones.

Search Antennas:

Antenna Configurations: 2 x dual wound horizontal and 1 vertical.
Single horizontal for Wide response operation
Dual horizontal for Peak operation
Horizontal and vertical for Null operation



Gain Control: Rotary touch gain paddle

Batteries: 4 x Alkaline size D (IEC: LR20)
Optional rechargeable battery pack with four NiMH rechargeable batteries

Battery life: RX: greater than 16 hours @20°C (non-EMS modes)
MRx: greater than 8 hours @20°C (EMS mode)

Temperature Range: Operating temperature: -20°C to +50°C
Storage temperature: -40°C to +70°C

External Connectors: RS232 connector (web-enabling/data logging)
Accessory socket
Headphone socket

Standard accessories: RS232 lead

Optional accessories:

Carry bag Sondes
2" and 4" clamps Stethoscopes (CD and standard)
CD clamps Headphones (summer and winter)
Submersible antenna Rechargeable battery pack (complete with external 12 volt charging lead)
A-frame Data logger

Automatic Accessory Detection:

The following accessories are automatically identified by the RD4000 receiver when connected to the accessory socket. The receiver automatically selects operating mode(s) as appropriate to the accessory.

Clamps (CD and standard) Submersible Antenna
Sondes Stethoscopes (CD and standard)
A-frame

Receiver Options:

Electronic Marker-Ball Detection:

(RD4000MRx) Operation: Detection of any 1 of 6 marker types buried to a depth of 1.4m,
Detection of large deep markers to a depth of 3m,
Bar-graph and variable pitch tone to indicate signal strength
Manual EMS Gain Control – High / Low
Dedicated Marker Detection

Dual Mode Operation: Narrow Band Cable Location (Null Mode only) combined with
Marker Ball Detection

Marker Types:

Application	Colour	Frequency
Power	Red	169.8 kHz
Water	Blue	145.7 kHz
Sanitary	Green	122.5 kHz
Telephone	Orange	101.4 kHz
Gas	Yellow	83.0 kHz
Cable TV	Orange/Black	77.0 kHz

Compatibility: Recommended for use with Radiodetection T3, T3F, T10, and PTX-3 transmitters,
and LMS. Also backward compatible with obsolete Radiodetection transmitters.

Quality Control: BS5750/ISO 9001/EN29001.

Approvals: CE Complies with European R&TTE Directive 1999/5/EC
Complies with FCC Rules Part 15

Warranty: 12 months

Radiodetection Ltd
Western Drive
Bristol BS14 0AF, UK
Tel: +44 (0) 117 976 7776
Fax: +44 (0) 117 976 7775
email: rd.sales.uk@spk.com
http://www.radiodetection.com



Radiodetection products are under continuous development and
are subject to change without notice T8056EN02
All Rights Reserved

Anexo P - Resultados obtidos com a Aplicação “*Dimensionamento_BT*” para o Loteamento de Vizela

Requerente:	Localização:
Calcular	

Armário
AD1

Armário Anterior
AD1

Modo de Estabelecimento
Aéreo

Comprimento (m)
240

Limpar

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitacões	17	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércios						

> Secção

Cabo
LXS 4x95+16

Fusível
In (A) 125

QDT (V) 7,66
QDT (%) 3,33
Verifica ✓

Icc_min (A) 1029,64
Verifica ✓

Armário
AD2

Armário Anterior
AD1

Modo de Estabelecimento
Vala

Comprimento (m)
20

Limpar

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitacões	16	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércios						

> Secção

Cabo
LSVAV 4x95

Fusível
In (A) 100

QDT (V) 8,27
QDT (%) 3,60
Verifica ✓

Icc_min (A) 950,43
Verifica ✓

Armário
AD3

Armário Anterior
AD2

Modo de Estabelecimento
Vala

Comprimento (m)
20

Limpar

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitacões	12	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércios						

> Secção

Cabo
LSVAV 4x95

Fusível
In (A) 80

QDT (V) 8,76
QDT (%) 3,81
Verifica ✓

Icc_min (A) 882,55
Verifica ✓

Armário
AD4

Armário Anterior
AD3

Modo de Estabelecimento
Vala

Comprimento (m)
40

Limpar

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitacões	8	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércios						

> Secção

Cabo
LSVAV 4x95

Fusível
In (A) 63

QDT (V) 9,50
QDT (%) 4,13
Verifica ✓

Icc_min (A) 772,23
Verifica ✓

Armário
AD5

Armário Anterior
AD4

Modo de Estabelecimento
Vala

Comprimento (m)
20

Limpar

	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)	Nº	S(kVA)
Habitacões	4	10,35				
Serviços Comuns						
Garagens						
Outros						
Comércios						

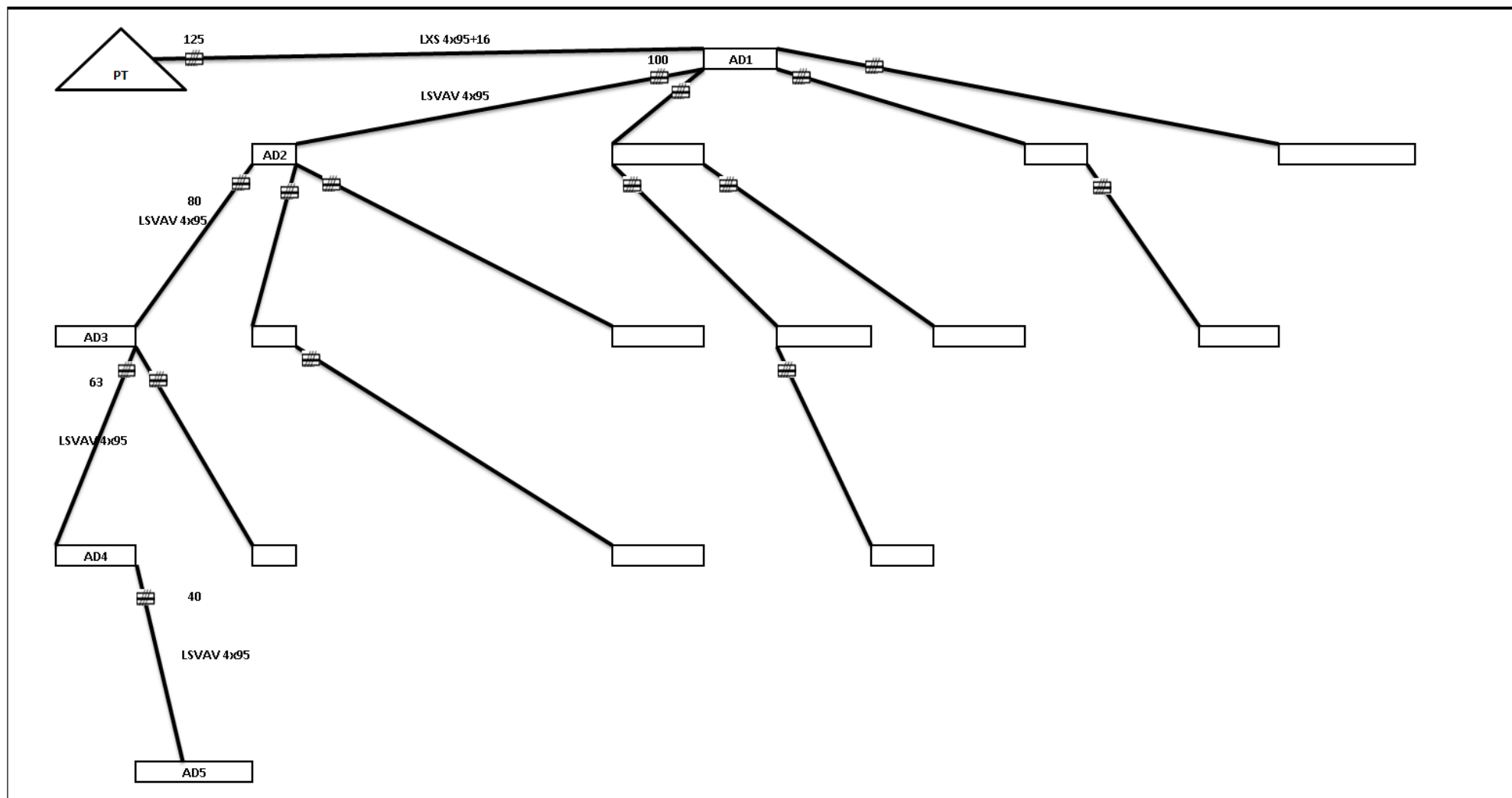
> Secção

Cabo
LSVAV 4x95

Fusível
In (A) 40

QDT (V) 9,73
QDT (%) 4,23
Verifica ✓

Icc_min (A) 726,80
Verifica ✓

Diagrama de Rede

Anexo Q - Curvas de Elevação de Temperatura nos Cabos de Alumínio-Aço

