

Projeto de uma Linha Aérea de Alta Tensão. Viabilidade Técnica e Económica na Aplicação da Tecnologia Cross-Bonding numa Linha Subterrânea

DANIEL ANTONIO FERRAZ TEIXEIRA

Julho de 2017

Instituto Superior de Engenharia do Porto



**Projeto de uma Linha Aérea de Alta Tensão. Viabilidade Técnica
e Económica na Aplicação da Tecnologia *Cross-Bonding* numa
Linha Subterrânea**

Daniel António Ferraz Teixeira

VERSÃO PROVISÓRIA

Dissertação de Mestrado realizada no âmbito do
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Orientador: Prof. Doutor Custódio Pais Dias, ISEP
Co-orientador: Eng. António Bernardino Coelho, EDP

2017

© Daniel Teixeira, 2017

Resumo

O trabalho desenvolvido nesta dissertação decorreu no âmbito de estágio, realizado na EDP – Distribuição SA, no departamento de Projetos e Construção, no Porto.

Os objetivos propostos ao estagiário consistiram, primeiramente, no desenvolvimento de um projeto de uma linha aérea de alta tensão de 60 kV, com início na subestação de Caniços, em Santo Tirso, e término na subestação de Areias, em Vila Nova de Famalicão. Para a segunda parte do trabalho foi proposta a realização de um projeto de uma linha subterrânea, que interligará o Posto de Corte da Prelada e a subestação da Boavista, seguido de um caso de estudo referente à viabilidade técnica e económica do método de ligação de blindagens à terra, de um cabo subterrâneo, denominado *Cross-bonding*, comparativamente ao método mais usual, o *Both-ends*.

Ambos os projetos realizados, regeram-se pelo Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão, cumprindo todas as diretrizes referentes às localizações dos apoios, às distâncias mínimas exigidas, para as estruturas e o seu meio envolvente, bem como, para os condutores da linha, no caso de um projeto de uma linha aérea e, também, todos os requisitos técnicos necessários à implementação de uma linha subterrânea, como a constituição dos cabos a utilizar e a sua forma de implementação no solo.

Palavras-Chave: Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão, Projeto de Linha Subterrânea de Alta Tensão, Tecnologias de Ligação de Blindagens à Terra, Viabilidade da Tecnologia *Cross-Bonding*.

Abstract

The work developed in this dissertation was carried out at an internship at EDP - Distribuição SA, in the Department of Projects and Construction, at Oporto.

The objectives proposed to the trainee consisted first of all in the development of a 60 kV high voltage overhead line project, starting at the Caniços substation in Santo Tirso and ending at the Areias substation in Vila Nova de Famalicão. For the second part of the work it was proposed the development of a project of an underground line, which will interconnect the Prelada Cut Station and the Boavista substation, followed by a case study regarding the technical and economic feasibility of the method of connection of shields to ground, of an underground cable, called Cross-bonding, compared to the most usual method, Both-ends.

Both projects obey to the High Voltage Power Line Safety Regulations, complying with all the guidelines regarding the locations of the supports, the minimum distances required, for the structures and their surroundings, as well as for the line conductors, in the case of an airline design, and also all technical requirements for the implementation of an underground line, such as the design of the cables to be used and the way they are implemented in the soil.

Keywords: High Voltage Overhead Line Project, High Voltage Underground Line Project, Earth Shielding Linking Technologies, Feasibility of Cross-Bonding Technology.

Agradecimentos

A toda a equipa do departamento de Projeto e Construção e, também, a do departamento de Subestações, da EDP-Distribuição do Porto, por todo o auxílio prestado ao longo do estágio e por me terem proporcionado uma fácil integração na empresa.

Ao Engenheiro Bernardino Coelho, meu co-orientador neste projeto de dissertação, pelos conhecimentos transmitidos, pelo apoio fundamental ao longo de todo o projeto, e que sempre se mostrou disponível e recetivo.

Ao Engenheiro Custódio Dias por ter aceitado ser meu orientador neste trabalho e pelo apoio prestado no decorrer do mesmo.

Aos meus amigos e em especial à minha família, pelos valores transmitidos e pelo apoio no decorrer do desenvolvimento deste projeto, bem como ao longo de toda a minha formação.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Siglas e Acrónimos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Enquadramento Legal do Projeto	1
1.2. Motivações e Objetivos	2
1.3. Estrutura da Dissertação/Organização do Documento	3
Capítulo 2	7
Generalidades de Projetos de Linhas Aéreas	7
2.1. Evolução Histórica dos Projetos.....	7
2.2. Sistema de Informação Técnica – Design Manager	12
2.3. Fases de um Projeto.....	13
2.3.1. Pré-Estudo	13
2.3.2. Estudo.....	14
2.3.3. Levantamento Topográfico.....	15
2.3.4. Traçado Final.....	16
2.3.5. Elaboração do Projeto.....	16
2.3.6. Licenciamento	17
2.3.7. Indemnização dos Proprietários.....	17
2.3.8. Construção.....	18
2.4. Elementos Constituintes das Linhas Aéreas	18
2.4.1. Condutores.....	19
2.4.2. Cabos de Guarda	21
2.4.3. Isoladores	22
2.4.4. Apoios	26
2.4.5. Armações.....	28
2.4.6. Fundações.....	29
2.4.7. Balizagem Aeronáutica	31
2.4.8. Sinalização Avifauna.....	33
2.4.9. Conjuntos Sinaléticos	34
2.4.10. Instrumentos de Fixação	35
2.4.11. Amortecimento de Vibrações	36
2.4.12. Sistemas de Ligação à Terra	37
Capítulo 3	41
Métodos de Cálculo	41
3.1. Cálculo Elétrico	41
3.1.1. Objetivo	41
3.1.2. Tensão Nominal	41
3.1.3. Intensidade de Corrente Nominal	42
3.1.4. Modelo de Kuipers-Brown	43
3.1.5. Constantes Físicas	44
3.1.5.1. Resistência	44
3.1.5.2. Indutância.....	45
3.1.5.3. Capacidade.....	45
3.1.5.4. Condutância	46
3.1.6. Efeito de Coroa.....	46
3.1.7. Constantes Elétricas.....	47
3.1.7.1. Reatância.....	47

3.1.7.2.	Susceptância.....	47
3.1.7.3.	Impedância.....	48
3.1.7.4.	Admitância.....	48
3.1.8.	Distância Geométrica entre Fases.....	49
3.1.9.	Transmissão de Energia em Regime Permanente.....	50
3.1.9.1.	Impedância Característica.....	50
3.1.9.2.	Perdas de Energia.....	50
3.1.9.3.	Queda de Tensão.....	51
3.2.	Cálculo Mecânico.....	51
3.2.1.	Objetivo.....	51
3.2.2.	Influência dos Agentes Externos e dos Cabos sobre a Linha.....	52
3.2.2.1.	Ação do Vento.....	54
3.2.2.2.	Ação do Gelo.....	55
3.2.2.3.	Ação da Variação da Temperatura.....	56
3.2.2.4.	Ação do Peso do Próprio Cabo.....	56
3.2.3.	Tensões Mecânicas Máximas.....	56
3.2.4.	Estados Atmosféricos.....	58
3.2.4.1.	Coefficiente de Sobrecarga.....	58
3.2.4.2.	Equação dos Estados.....	59
3.2.4.3.	Determinação da Tensão de Montagem.....	60
3.2.5.	Parâmetro da Catenária e Flecha.....	63
3.2.5.1.	Aproximação Parabólica.....	64
3.2.5.2.	Vãos de Nível.....	65
3.2.5.3.	Vãos de Desnível.....	66
3.2.5.4.	Apoio Enforcado.....	67
3.2.6.	Desvio Transversal nas Cadeias de Isoladores.....	68
3.2.7.	Ângulo dos Condutores nas Fixações.....	70
3.2.8.	Distâncias de Segurança Regulamentares.....	71
3.2.8.1.	Distância dos Condutores ao Solo.....	72
3.2.8.2.	Distância dos Condutores a Obstáculos Diversos.....	72
3.2.8.3.	Distância entre Condutores.....	72
3.2.8.4.	Distância entre Condutores e o Cabo de Guarda.....	73
3.2.8.5.	Distância dos Condutores aos Cursos de Água não Navegáveis.....	73
3.2.8.6.	Distância entre Linhas Aéreas.....	74
3.2.8.7.	Distância entre as Linhas Aéreas de Alta Tensão e as Linhas de Telecomunicações.....	74
3.2.9.	Estabilidade dos Apoios.....	75
3.2.9.1.	Apoios de Alinhamento e de Reforço em Alinhamento.....	75
3.2.9.2.	Apoios de Ângulo e de Reforço em Ângulo.....	79
3.2.9.3.	Apoios de Fim de Linha.....	80
Capítulo 4.....	85	
Interação das Linhas Aéreas com o Ambiente.....	85	
4.1.	Tipologias de Paisagem.....	85
4.2.	Metodologia para a Integração Paisagística de Linhas Aéreas de Energia.....	86
4.3.	Identificação de Impactos Ambientais.....	87
4.3.1.	Impacto Visual.....	88
4.3.2.	Impacto Paisagístico.....	88
4.3.3.	Impactos dos Campos Eletromagnéticos.....	89
4.3.3.1.	Campo Elétrico.....	89
4.3.3.2.	Campo Magnético.....	90
4.3.4.	Impactos Inevitáveis.....	91
4.3.5.	Impacto da Poluição Sonora.....	91
4.4.	Medidas Específicas de Integração Paisagística.....	92
4.4.1.	Medidas de Prevenção.....	92
4.4.2.	Medidas de Minimização.....	92
4.4.3.	Medidas de Valorização.....	93
Capítulo 5.....	95	
Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão – Memória Descritiva e Justificativa.....	95	
5.1.	Características da Linha Aérea.....	95
5.1.1.	Características do Condutor e Cabo de Guarda.....	95

5.1.2.	Características da Cadeia de Isoladores.....	96
5.2.	Cálculo Mecânico.....	97
5.2.1.	Tensões Mecânicas Máximas.....	97
5.2.2.	Ação dos Agentes Atmosféricos sobre as Linhas Aéreas.....	99
5.2.3.	Coeficiente de Sobrecarga.....	100
5.2.4.	Determinação do Estado Mais Desfavorável.....	100
5.2.5.	Parâmetro da Catenária e Flecha Máxima.....	102
5.2.6.	Tensão Máxima Permanente (<i>Everyday Stress</i>).....	104
5.2.7.	Desvio Transversal das Cadeias de Isoladores.....	105
5.2.8.	Ângulos dos Condutores nas Fixações.....	106
5.2.9.	Distâncias de Segurança Regulamentares.....	107
5.2.9.1.	Verificação da Distância entre os Condutores.....	107
5.2.9.2.	Verificação da Distância Mínima entre Condutores e Cabo de Guarda.....	109
5.2.9.3.	Verificação da Distância dos Condutores ao Solo.....	109
5.2.9.4.	Cruzamentos com Linhas Aéreas Existentes.....	110
5.2.10.	Balizagem.....	113
5.2.11.	Estabilidade dos Apoios.....	114
5.2.11.1.	Apoios de Fim de Linha.....	114
5.2.11.2.	Apoios de Ângulo.....	115
5.2.11.3.	Apoios de Alinhamento.....	117
5.3.	Mapa de Quantidades.....	118
5.4.	Cálculo Elétrico.....	120
5.4.1.	Intensidade de Corrente.....	120
5.4.2.	Resistência Elétrica.....	120
5.4.3.	Perdas de Energia.....	121
5.4.4.	Distância Geométrica entre Fases.....	121
5.4.5.	Queda de Tensão.....	123
5.4.6.	Capacidade.....	125
5.4.7.	Susceptância.....	126
5.4.8.	Condutância.....	126
5.4.9.	Admitância.....	126
5.4.10.	Impedância.....	126
5.4.11.	Impedância Característica.....	127
5.4.12.	Campo Eletromagnético.....	127
5.4.12.1.	Campo Elétrico.....	127
5.4.12.2.	Campo Magnético.....	127
Capítulo 6.....	Linhas Subterrâneas de Alta Tensão.....	129
6.1.	Cabos Elétricos Subterrâneos de Alta Tensão.....	129
6.1.1.	Constituição.....	129
6.1.2.	Métodos de Colocação dos Cabos.....	130
6.1.3.	Ligação das Blindagem à Terra.....	131
6.1.3.1.	Ligação à Terra em Ambas as Extremidades (<i>Both-ends</i>).....	132
6.1.3.2.	Ligação das Blindagens em <i>Single-point</i>	133
6.1.3.3.	Ligação das Blindagens em <i>Cross-bonding</i>	134
6.1.3.4.	Elementos Constitutivos dos Circuitos nas Blindagens em Ligações de Bainhas em <i>Cross-bonding</i>	137
6.2.	Métodos de Cálculo para Linhas Subterrâneas.....	138
6.2.1.	Objetivo.....	138
6.2.2.	Cálculo de Perdas e Queda de Tensão.....	138
6.2.2.1.	Resistência C.A. do Condutor.....	139
6.2.2.2.	Perdas Dielétricas nos Isolamentos.....	140
6.2.2.3.	Indutância Linear por Unidade de Comprimento.....	141
6.2.2.4.	Indutância Mútua entre a Alma e a Blindagem.....	141
6.2.2.5.	Tensão Induzida na Blindagem.....	142
6.2.2.6.	Fator de Perdas da Blindagem.....	142
6.2.2.7.	Queda de Tensão.....	145
6.2.2.8.	Perdas de Potência na Linha.....	145
6.2.3.	Cálculo da Resistência Térmica.....	145
6.2.3.1.	Resistência Térmica entre Condutor e Bainha T_1	146

6.2.3.2.	Resistência Térmica entre Bainha e Armadura T_2	147
6.2.3.3.	Resistência Térmica de Revestimento Externo T_3	147
6.2.3.4.	Resistência Térmica do Meio Envolvente T_4	147
6.2.4.	Intensidade de Corrente Máxima Admissível.....	148
6.3.	Proximidade Térmica com outras Canalizações.....	148
Capítulo 7.....	151	
Projeto de Linha Subterrânea e Estudo da Viabilidade do Método <i>Cross-bonding</i>	151	
7.1.	Características da Linha Subterrânea	151
7.1.1.	Características do Cabo Subterrâneo	151
7.1.2.	Modo de Ligação à Terra	153
7.2.	Cálculo Elétrico.....	153
7.2.1.	Intensidade de Corrente por Condutor.....	153
7.2.2.	Resistência do Condutor em C.A. à Temperatura Máxima (90°C).....	153
7.2.3.	Perda de Potência nos Condutores.....	154
7.2.4.	Reactância	154
7.2.5.	Perdas Dielétricas no Isolamento	154
7.2.6.	Tensão Induzida nas Blindagens	155
7.2.7.	Fator de Perdas nas Blindagens	155
7.2.8.	Queda de Tensão	157
7.2.9.	Perdas de Potência.....	158
7.2.10.	Resistências Térmicas.....	159
7.2.11.	Intensidade Máxima Admissível	159
7.3.	Análise de Resultados	160
Capítulo 8.....	165	
Conclusões	165	
Referências.....	169	
Anexo A.....	173	
Impresso de Identificação/Relatório de Prejuízos dos Proprietários	173	
Anexo B.....	176	
Planta e Perfil da Linha Aérea	176	
Anexo C.....	179	
Esquematisações do Isolador U100 BS e das Cadeias de Isoladores.....	179	
Anexo D.....	182	
Parâmetros e Flechas Máximas	182	
Anexo E.....	184	
Valores de <i>Everyday Stress</i>	184	
Anexo F.....	186	
Desvio Transversal das Cadeias de Suspensão e Ângulos dos Condutores nas Fixações	186	
Anexo H.....	188	
Distância Entre Condutores.....	188	
Anexo I.....	190	
Estabilidade dos Apoios.....	190	
Anexo J.....	192	
Traçado da Linha Subterrânea	192	

Lista de Figuras

Figura 2.1: Exemplo de uma estação base usada pelos topógrafos, antigamente.....	8
Figura 2.2: Exemplo de um esboço realizado por um topógrafo [2].....	8
Figura 2.3: Exemplo do desenho realizado para a linha aérea do presente projeto.....	9
Figura 2.4: Tabelas de tração de montagem [3].....	10
Figura 2.5: Exemplos de acrílicos de curvas de catenárias.....	10
Figura 2.6: Exemplo de um escalímetro.....	11
Figura 2.7: Imagens do Software SIT-DM [4].....	12
Figura 2.8: a) Exemplo de uma carta militar; b) Ortofoto retirada do SIT-DM [4].....	14
Figura 2.9: Estação base a ser utilizada no terreno.....	16
Figura 2.10: Constituição de uma linha aérea segundo a normalização internacional [4].....	19
Figura 2.11: Constituição de um cabo ACSR [8].....	21
Figura 2.12: Exemplo de um cabo de guarda OPGW [8].....	22
Figura 2.13: Cadeias de Isoladores: a) Cadeia de Suspensão; b) Cadeia de Amarração.....	24
Figura 2.14: Exemplos de falhas nos isoladores: a) Condutividade da massa do isolador; b) Perfuração da massa do isolador; c) Condutividade superficial; d) Descarga disruptiva e contornamento [13].....	26
Figura 2.15: Funções dos apoios: a) Apoio de alinhamento; b) Apoio de ângulo; c) Apoio de reforço de alinhamento; d) Apoio de fim de linha; e) Apoio de derivação em alinhamento; f) Apoio de derivação em ângulo [8].....	28
Figura 2.16: Representação das diferentes tipologias utilizadas [14].....	29
Figura 2.17: Esquema das fundações, presente na <i>datasheet</i> do apoio do tipo F65CD.....	30
Figura 2.18: Exemplo de um dispositivo <i>Bird Flight Diverter</i> [17].....	33
Figura 2.19: Exemplo de dispositivos <i>Firefly Bird Flapper</i> [17].....	34
Figura 2.20: Exemplo de um conjunto sinalético de um apoio de betão.....	35
Figura 2.21: Pinça de suspensão [18].....	35
Figura 2.22: Pinça de Amarração [18].....	36
Figura 2.23: Amortecedor <i>Stockbridge</i> [4].....	36
Figura 2.24: Ligação à terra de postes de betão e metálicos [4].....	38
Figura 2.25: Ligação à terra da armação de um poste de betão [4].....	38
Figura 3.1: Distâncias geométricas entre fases para o poste metálico tipo F95CD.....	49
Figura 3.2: Representação das forças exercidas sobre um condutor [24].....	53
Figura 3.3: Diagrama de decisão do estado mais desfavorável.....	63
Figura 3.4: Representação da curva da parábola e da catenária [21].....	65
Figura 3.5: Vão de Nível [4].....	65
Figura 3.6: Vão desnivelado [4].....	66
Figura 3.7: Apoio enforcado [12].....	68
Figura 3.8: Desvio transversal de uma cadeia de isoladores [4].....	68

Figura 3.9: Representação de um desnivelamento relativo ao exemplo 1 [2]	69
Figura 3.10: Representação de um desnivelamento relativo ao exemplo 2 [2]	70
Figura 3.11: Ângulo dos condutores nas fixações [2]	71
Figura 3.12: Esquema de um apoio de ângulo e seus respectivos ângulos	84
Figura 4.1: Unidades orográficas para procedimentos de integração paisagística de infraestruturas elétricas [11]	86
Figura 4.2: Esquema metodológico para traçado de novas linhas, ao nível de medidas de prevenção [25]	87
Figura 4.3: Tabela de comparação de níveis eletromagnéticos [6]	89
Figura 4.4: Região de influência do campo elétrico [8]	90
Figura 4.5: Região de influência do campo magnético [8]	91
Figura 5.1: Localização das linhas AT e MT que cruzam com a linha projetada	111
Figura 5.2: Solução com pórtico	112
Figura 5.3: Solução com apenas um apoio de betão	113
Figura 5.4: Exemplos das distâncias geométricas dos pontos de fixação, em metros, de alguns apoios utilizados no projeto	121
Figura 6.1: Cabo Subterrânea de Alta Tensão LXHIOLE 1000 mm ²	130
Figura 6.2: Tipos de disposição dos cabos subterrâneos [27]	131
Figura 6.3: Esquema de ligação do método em <i>Both-Ends</i> [28]	132
Figura 6.4: Esquema de ligação do método <i>Single-point</i> [28]	133
Figura 6.5: Esquema de ligação do método <i>Cross-bonding</i> [28]	134
Figura 6.6: <i>Cross-bonding</i> seccionado [27]	135
Figura 6.7: <i>Cross-bonding</i> seccionado modificado [27]	136
Figura 6.8: <i>Cross-bonding</i> seccionado modificado tipo 2 [27]	136
Figura 6.9: <i>Cross-bonding</i> com transposição [27]	137
Figura 6.10: <i>Cross-bonding</i> seccionado modificado tipo 1, com transposição [27]	137
Figura 6.11: Coeficientes de correção para a colocação de canalizações trifásicas, em esteira [20]	149
Figura 7.1: Constituição do cabo LXHIOLE 1000 mm ²	152
Figura 7.2: Esquema de ligação à terra da linha subterrânea, pelo método <i>cross-bonding</i>	153

Lista de Gráficos

Gráfico 7.1: Comparação de perdas na blindagem para os diferentes métodos	160
Gráfico 7.2: Período de retorno de investimento para o método de cross-bonding	161
Gráfico 7.3: Comparação dos custos anuais para os dois tipos de montagem	162
Gráfico 7.4: Intensidade de corrente máxima admissível, por fase, para os diferentes métodos	163

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Comprimento de linha de fuga em função dos níveis de poluição [4]	25
Tabela 2.2: Valores do coeficiente de compressibilidade em função do tipo de terreno [15]	30
Tabela 3.1: Coeficiente de forma para os condutores e cabos de guarda [3]	54
Tabela 3.2: Pressão dinâmica do vento consoante a altura acima do solo [5].....	55
Tabela 3.3: Pressão dinâmica do vento em alturas acima de 600 m em relação ao nível do mar [5].....	55
Tabela 3.4: Valores de temperatura em função dos estados atmosférico	56
Tabela 4.1: Limites de exposição a campos eletromagnéticos.....	91
Tabela 5.1: Características do Conductor ACSR 325	96
Tabela 5.2: Características do Cabo de guarda OPGW AS/AA32/113.....	96
Tabela 5.3: Características do Isolador U100 BS.....	97
Tabela 5.4: Tensão mecânica máxima de serviço utilizada nos condutores e cabo de guarda.....	99
Tabela 5.5: Constituição do Cantão nº 3	101
Tabela 5.6: Verificação das distâncias mínimas entre condutores e cabo de guarda	109
Tabela 5.7: Mapa de Quantidades da Linha	119
Tabela 7.1: Características do cabo.....	152
Tabela 7.2: Valores de resistência dos condutores, em cada ramo da instalação	154
Tabela 7.3: Valores de perdas nos condutores, para cada ramo da instalação	154
Tabela 7.4: Valores de reactância, para cada ramo da instalação.....	154
Tabela 7.5: Valores das perdas dielétricas, para cada ramo da instalação	155
Tabela 7.6: Valores das tensões induzidas, para cada ramo da instalação	155
Tabela 7.7: Valores das variáveis, necessários para efetuar os cálculos relativos ás perdas nas blindagens	156
Tabela 7.8: Valores das perdas nas blindagens, em cada ramo da linha	156
Tabela 7.9: Valores das variáveis, necessárias para o cálculo da queda de tensão, para o método <i>both-ends</i>	157
Tabela 7.10: Valores das variáveis, necessárias para o cálculo da queda de tensão, para o método <i>cross-bonding</i>	157
Tabela 7.11: Valores percentuais da queda de tensão, para cada ramo da linha	158
Tabela 7.12: Valores percentuais das perdas de potência, relativas a cada ramo da linha	158

Lista de Siglas e Acrónimos

ACSR	–	<i>Aluminium Cable Steel Reinforced</i>
AGS	–	<i>Armor Grip Suspension</i>
AT	–	Alta Tensão
BFD	–	<i>Bird Flight Diverter</i>
BT	–	Baixa Tensão
CIA 10/03	–	Circular de Informação Aeronáutica 10/03
DST	–	Descarregadores de sobretensões
EDP	–	Energias de Portugal - Distribuição S.A.
EDP	–	Energias de Portugal
EVDAL	–	Esteira Vertical Dupla para postes de alinhamento
FBF	–	<i>Firefly Bird Flapper</i>
GPS	–	<i>Global Positioning System</i>
IEC	–	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MT	–	Média Tensão
OPGW	–	<i>Optical Power Ground Wire</i>
PC	–	Posto de corte
REN	–	Redes Energéticas Nacionais
RSLEAT	–	Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
SCADA	–	Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados
SIT-DM	–	Sistema de Informação Técnica - Design Manager
XLPE	–	<i>Cross linked polyethylene</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1. Enquadramento Legal do Projeto

A energia elétrica constitui, na atualidade, um dos principais recursos da sociedade moderna, industrializada, fazendo desta forma com que exista uma relação direta entre a economia dos países desenvolvidos e a fiabilidade de um sistema elétrico de energia. Desta forma, estes devem proporcionar uma elevada continuidade e qualidade de serviço, mesmo com a ocorrência de perturbações intrínsecas ao seu funcionamento, que condicionam a estabilidade e qualidade do sistema elétrico.

Desde a construção do primeiro sistema elétrico de energia em 1882, por Thomas Edison, até aos dias de hoje, existe uma crescente procura e necessidade de levar a energia a todos os locais, originando redes cada vez maiores e mais complexas, tornando-a um fator chave para o desenvolvimento industrial e económico de um país [1].

A utilização de linhas aéreas de transmissão de energia foi a solução encontrada para suprimir a crescente procura dos consumidores, uma vez que se tratava da forma mais económica para realizar o transporte desta, desde os centros produtores até aos locais de consumo. Contudo, com a crescente discussão pública, que se tem verificado nos últimos anos, sobre os impactos negativos provocados pelas linhas aéreas sobre o meio ambiente e saúde pública, passou-se a utilizar, sempre que possível, linhas subterrâneas de transmissão de energia em áreas urbanas ou cidades muito povoadas, para além de que, numa cidade existem muitas limitações físicas para o posicionamento dos apoios de uma linha aérea.

Consegue-se assim um menor impacto visual, reduzir os custos de implementação e, a própria linha, ao se encontrar abaixo do solo, fica protegida contra condições meteorológicas adversas, que pudessem colocar em causa o funcionamento desta, garantindo assim uma maior fiabilidade de serviço.

A constituição dos cabos subterrâneos destas linhas é diferente da dos condutores presentes nas linhas aéreas (condutores nus), uma vez que estes possuem também bainhas metálicas ou ecrãs, que envolvem os condutores, e/ou armadura e fios metálicos ao redor dos cabos. Assim sendo, os sistemas de ligação à terra neste tipo de linhas são um aspeto muito importante, visto que, sem eles, serão induzidas tensões na bainha do cabo, levando a que este sobreaqueça e a sua capacidade de transporte seja afetada. Para solucionar este problema, atualmente, existem diversos métodos de ligação à terra, sendo assim possível escolher o mais adequado para uma determinada linha elétrica subterrânea.

Os projetos e construção de linhas elétricas possuem uma complexidade elevada, tanto a nível técnico como a nível social, sendo necessário cumprir diversas normas, leis, regulamentos e portarias impostas por legislação. Estes regem-se de acordo com o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT), aprovado pelo Decreto Regulamentar nº 192/18, que impõe as condições técnicas a que devem obedecer o estabelecimento e a exploração das linhas elétricas de alta tensão, visando a proteção de pessoas e objetos e à salvaguarda dos interesses coletivos.

1.2. Motivações e Objetivos

Nos últimos anos, a exigência de maior qualidade nos serviços prestados aos consumidores tem aumentado, abrangendo todo o tipo de setores, onde o energético não foge à exceção. Deste modo, as entidades que exploram as redes elétricas devem garantir que a qualidade do serviço prestado se encontre dentro dos níveis exigidos, assegurando-se que não haja nenhuma falha na distribuição de energia, e que todas as cargas na rede se encontram alimentadas. Para tal, é necessário que as linhas aéreas de energia, a principal forma de levar energia aos consumidores, sejam devidamente projetadas, visto que, estas encontram-se à mercê das condições atmosféricas, que em alguns locais podem ser muito adversas. Caso seja feito um mau dimensionamento, existirá sempre o risco de as estruturas de apoio aos elementos da linha, ou mesmo os condutores, não aguentarem com os esforços

1.3 Estrutura da Dissertação/Organização do Documento

que neles são impostos, e cedam, o que levará à queda de serviço e ainda, poderá pôr em risco a segurança das pessoas que se encontram perto delas.

Portanto, a primeira parte desta dissertação visa a realização de um projeto de uma linha aérea de alta tensão, onde serão aplicados os conhecimentos adquiridos e consolidados, relativamente às vertentes mecânicas e elétricas, bem como, às regulamentações de segurança impostas pela legislação em vigor.

Com a expansão das grandes cidades nos últimos anos a utilização de linhas aéreas em meio urbano, ficou muito condicionada, devido à falta de espaço para a colocação dos apoios, mas principalmente, à forte rejeição social que estas têm. Assim, resultou um aumento do número de instalações elétricas subterrâneas de alta e média tensão, nessas zonas, conseguindo-se uma redução drástica do impacto visual, inexistência de ruído ao redor da instalação, uma vez que deixa de existir o chamado “efeito de coroa” e consegue-se um aumento na fiabilidade do sistema, uma vez que a linha se encontra protegida contra agentes atmosféricos e outras situações que geralmente conduzem à queda de serviço nas linhas aéreas. Mas, para se conseguir alcançar este nível de qualidade e fiabilidade da energia, é necessário que estas linhas sejam bem projetadas, mais concretamente que o seu sistema de ligação à terra seja o mais adequado e bem dimensionado.

Assim sendo, na segunda parte desta dissertação, será realizado um projeto de uma linha subterrânea, com a aplicação do método de ligação à terra *cross-bonding*, e será apresentado um caso de estudo da sua viabilidade técnica e económica, comparativamente ao método *both-ends*, muito usado na projeção destas linhas.

Os trabalhos presentes neste projeto foram realizados manualmente, desde o desenho dos apoios, no perfil da linha, aos cálculos mecânicos e elétricos, com recurso à folha de cálculo do Microsoft Office Excel®. Posteriormente, os resultados obtidos foram comparados com o programa de cálculo automático de linhas aéreas de energia CLinhas®, de forma a se poder fazer uma validação final da linha projetada.

1.3. Estrutura da Dissertação/Organização do Documento

O presente documento é constituído por oito capítulos, que se encontram descritos nos parágrafos seguintes.

No presente capítulo é feito um enquadramento legal sobre projetos de linhas aéreas, a motivação que levou a realização deste trabalho, bem como os objetivos traçados para ele.

No Capítulo 2 são apresentadas as metodologias iniciais para a realização de projetos de linha aéreas, bem como a forma como estas progrediram com o avanço da tecnologia, de forma a se obterem projetos mais eficazes e fiáveis. São também descritas as várias etapas existentes na projeção de uma linha aérea de transmissão de energia. Finalmente, são referidos os alicerces teóricos e aspetos de construção dos vários elementos que constituem uma linha aérea.

No Capítulo 3 salienta-se a importância da realização dos cálculos elétricos e mecânicos para as linhas aéreas e, também, são apresentadas as metodologias de cálculos dos vários parâmetros existentes em cada um deles. No primeiro destacam-se as perdas de energia, a intensidade de corrente, queda de tensão, entre outros. No segundo são apresentados todos os tipos de cálculos imprescindíveis para o dimensionamento de uma linha, como as forças do vento exercidas nos condutores, as tensões mecânicas máximas e mínimas, a que estes podem estar sujeitos, coeficientes de sobrecarga, flechas, esforços nos apoios, entre outros. Também são referidas quais as distâncias mínimas regulamentares a cumprir, segundo o RSLEAT, e a forma como estas devem de ser medidas.

No Capítulo 4 é feita uma breve abordagem aos impactos ambientais, que surgem durante, e após, a implementação de uma linha aérea, e as diversas metodologias, atualmente existentes, para se prevenir, minimizar ou ainda mitigar o efeito desses impactos.

No Capítulo 5 é apresentada a memória descritiva e justificativa do projeto da linha aérea de alta tensão, que fará a interligação da Subestação de Areias, no concelho de Santo Tirso, à Subestação de Caniços, situada no concelho de Vila Nova de Famalicão. São apresentados exemplos de todos os cálculos, referentes à parte elétrica e mecânica, resolvidos manualmente.

No Capítulo 6 é feita uma introdução teórica às linhas subterrâneas de alta tensão, onde são referidos quais os tipos de cabos utilizados, a constituição destes, e diferenças entre eles e os utilizados nas linhas aéreas. Também são referidos os tipos de montagens feitas para as linhas, como o tipo de disposição dos cabos, se estes são enterrados diretamente no solo, ou num tubo e, por fim, o tipo de sistema de ligação das bainhas à terra existentes, bem como o seu método de cálculo, para o tipo de linha em questão.

1.3 Estrutura da Dissertação/Organização do Documento

No Capítulo 7 é feito o dimensionamento da linha subterrânea, que fará a ligação entre o posto de corte da Prelada e a subestação da Boavista, para dois tipos de sistemas de instalação à terra, realizando-se todos os cálculos necessários. É, então, feita uma comparação entre estes dois sistemas, o *cross-bonding* e o *both-ends*. Será estudado o nível de perdas referentes a cada uma destes dois métodos e, posteriormente, feita uma comparação entre eles, a nível económico.

No Capítulo 8 são apresentadas as principais conclusões, para cada parte do trabalho.

No final deste documento são disponibilizadas as referências bibliográficas e anexos.

Capítulo 2

Generalidades de Projetos de Linhas Aéreas

2.1. Evolução Histórica dos Projetos

No início, os projetos de linhas eram um processo muito complicado e demorado, visto que, nessa época, não existia acesso às tecnologias atualmente disponíveis, era tudo feito sem recurso a um computador ou a máquinas de cálculo avançadas, sendo necessário realizar o planejamento e dimensionamento do projeto todo manualmente.

Para se definir os traçados iniciais, durante a fase de planejamento, os topógrafos e projetistas apenas tinham ao seu dispor cartas militares, levando a que fosse necessário visitar constantemente o terreno, de forma a aferir se o que se encontrava nas cartas era coincidente com a realidade do local, especificamente, a existência de obstáculos e os pontos onde iriam ocorrer mudança de direção da linha.

Os aparelhos utilizados durante a fase de levantamento topográfico, também eram muito simples e analógicos, em comparação com os atuais. Era definida uma estação base, com o intuito de referenciar os pontos que eram levantados; no entanto, em situações onde a visualização frontal não fosse possível, recorriam a uma estação móvel, que se deslocava para um determinado ponto, onde eram lidas as suas coordenadas e, de seguida, avançava para o próximo ponto. Uma vez que também não tinham acesso a *Global Positioning System* (GPS), utilizavam para a altura de referência do terreno a cota disponibilizada nas cartas militares, sendo as restantes, posteriormente, determinadas pelo aparelho. Este

disponibilizava os valores das alturas face a ângulos horizontais e verticais, medidos por marcas geodésicas [2].



Figura 2.1: Exemplo de uma estação base usada pelos topógrafos, antigamente.

Com o levantamento feito, o próximo passo consistia em realizar o perfil do terreno e a planta parcelar da área envolvente e, para isso, os topógrafos desenhavam, em papel milimétrico, um esboço sem escala de ambos.

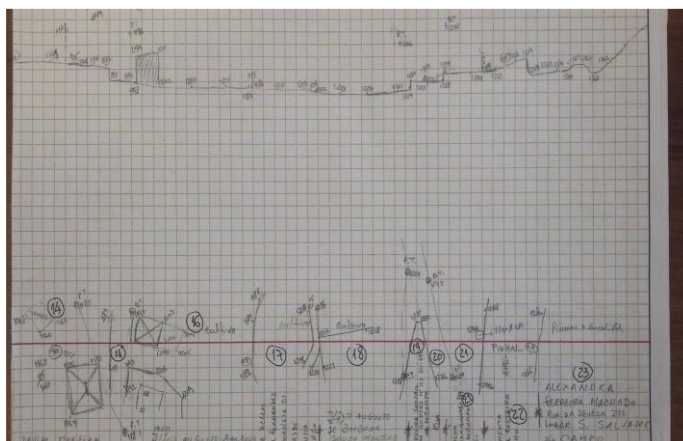


Figura 2.2: Exemplo de um esboço realizado por um topógrafo [2]

Estes esboços eram depois enviados para os desenhadores, que traçavam o perfil da linha, agora à escala, e as plantas parcelares, com o maior detalhe de informação possível, como a identificação das cotas para o primeiro, e toda a informação dos ângulos da linha, proprietários dos terrenos, obstáculos, para o segundo.

De seguida estes desenhos eram entregues ao projetista, para se proceder ao dimensionamento do projeto, onde é feito o cálculo elétrico e mecânico do mesmo. Uma vez que estes cálculos eram todos feitos manualmente, e as máquinas de cálculo na altura não tinham a capacidade de realizar cálculos complexos, esta fase era um processo muito difícil

2.1 Evolução Histórica dos Projetos

para os projetistas. Isto porque, quando este realizava os cálculos de verificação de apoios, ângulo de inclinação de cadeias de isoladores e distâncias mínimas regulamentares, caso houvesse algum incumprimento, ou anomalia no cálculo, poderia ser necessário redesenhar tudo novamente e começar outra vez os cálculos de início.

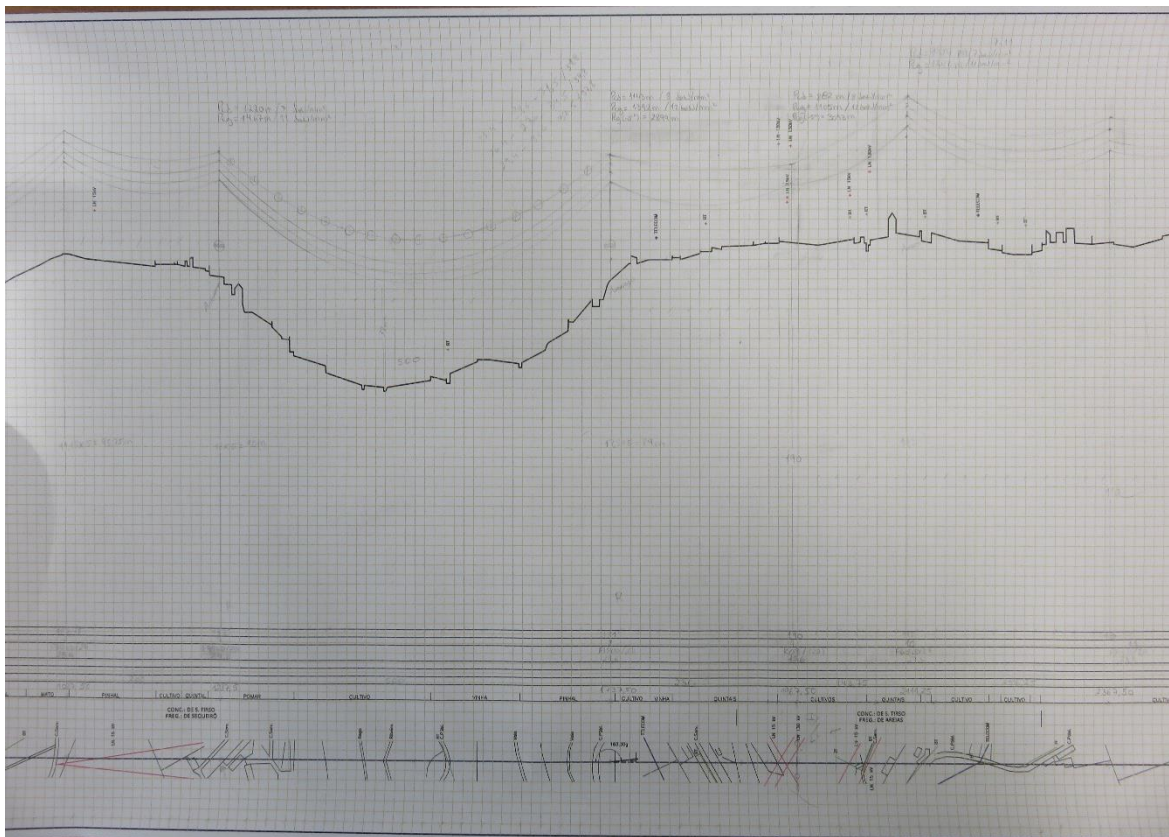


Figura 2.3: Exemplo do desenho realizado para a linha aérea do presente projeto

Com vista a facilitar este procedimento, os fabricantes dos cabos começaram a fornecer tabelas técnicas relativas a cada tipo de condutor, com a indicação dos parâmetros de curva para diferentes situações, como por exemplo, tração máxima, vento máximo, gelo, vãos de comprimentos variados. Deste modo, através destas informações, o projetista passou a conseguir calcular facilmente o parâmetro de curva para cada cantão [3].

(a) Diferentes escalões com e sem presença de gelo das tabelas dos fabricantes



Figura 2.4: Tabelas de tração de montagem [3]

Com os parâmetros das curvas conhecidos, os projetistas tinham de desenhar as curvas das catenárias, bem como as alturas iniciais dos apoios, no desenho milimétrico fornecido pelos desenhadores. Para facilitar a representação destas no papel, existiam duas ferramentas, ambas em acrílico. Uma representava uma curva da catenária, de um certo valor (existiam diferentes acrílicos, para diferentes gamas de valores), que permitiam desenhar a curva facilmente, sendo apenas necessário colocá-la por cima do papel, alinhar com os apoios e traçar a curva.

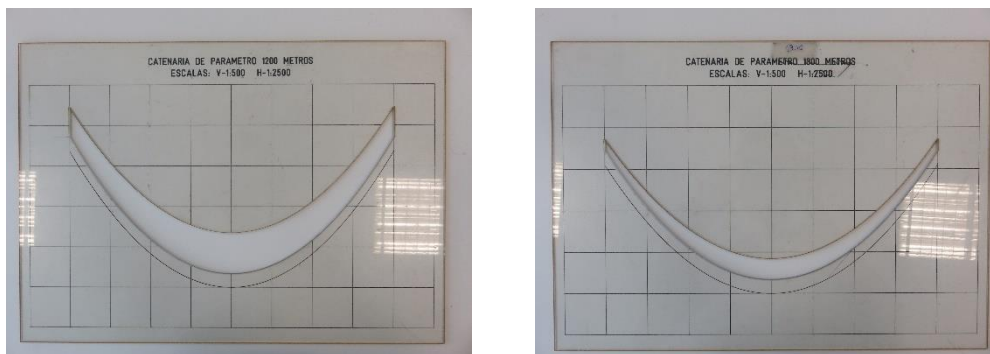


Figura 2.5: Exemplos de acrílicos de curvas de catenárias

O outro acrílico consistia numa esquematização com as diferentes alturas dos apoios. Em alternativa a este último existia também o chamado escalímetro, que consistia numa régua, com diferentes escalas, sendo esta ainda muito utilizada atualmente.

2.1 Evolução Histórica dos Projetos

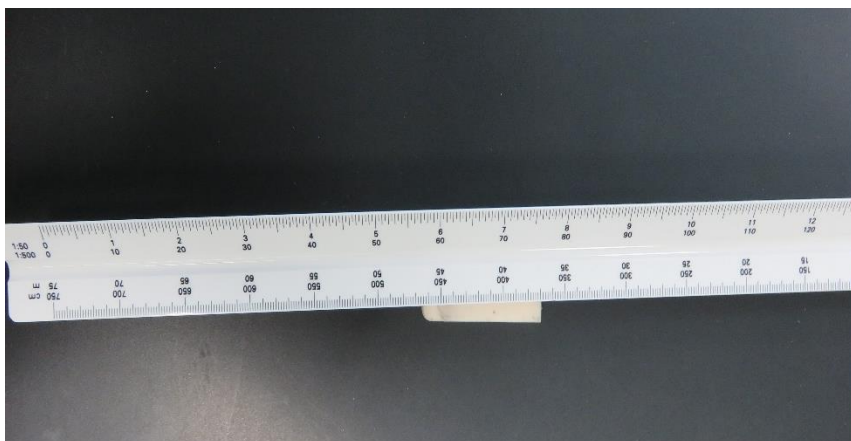


Figura 2.6: Exemplo de um escalímetro

Por último, realizavam-se os cálculos já mencionados em cima, relativos ao dimensionamento dos apoios, ângulos das cadeias, distâncias regulamentares, entre outros, sempre na esperança de que tudo batesse certo, senão seria necessário recomeçar todo o processo. No fim deste longo e iterativo processo, um desenhador fazia os desenhos finais do projeto da linha.

Com o aparecimento dos computadores e a sua grande inserção em, basicamente, todas as áreas científicas, surgiram vários programas computacionais, com capacidade para realizarem cálculos complexos, nomeadamente, os cálculos dos projetos de linhas aéreas, de forma automática. Deste modo, foi possível melhorar o nível de velocidade e de fiabilidade com que um projeto era realizado, aliviando a carga de trabalho que um projetista tinha, com a realização de todos aqueles cálculos de forma manual, mas, a responsabilidade em encontrar a melhor solução ainda nele recai.

Em Portugal, na década de 90 surgiram, na Energias de Portugal - Distribuição S.A. (EDP), os primeiros programas que deram início à automatização dos cálculos inerentes aos projetos de linhas aéreas, como o DLinhas®, MLinhas® e o CLinhas®. No entanto, estes ainda eram muito simples, onde apenas era possível realizar o cálculo mecânico de um determinado cabo.

Contudo, em 1993, o programa CLinhas® sofreu um processo de reestruturação, onde foi criada uma interface de simples manuseamento, onde o projetista podia inserir os dados relativos ao projeto, tais como, os dados do cabo, as informações referentes à topografia do terreno e localização dos apoios a serem usados. Após a sua execução, o programa gerava vários relatórios, onde era possível verificar a viabilidade do projeto. Através deles era

possível identificar as violações das condições que o projeto eventualmente não cumpria, a necessidade de colocar, ou não, mais apoios, ou variar a altura dos mesmos.

Com o passar dos anos, o CLinhas® foi evoluindo, sendo inserido no seu sistema um inovador módulo de desenho e topografia, levando à extinção do DLinhas®, passando assim, a ser o único programa a ser utilizado para cálculos de linhas aéreas, pela EDP. Em 2003, este tornou-se na base do programa que é utilizada atualmente, designada de Sistema de Informação Técnica – Design Manager (SIT-DM) [3].

2.2. Sistema de Informação Técnica – Design Manager

O SIT-DM é um software utilizado pela EDP, interligado com o Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA), para diferentes fins, quer seja para projetos, gestão e acompanhamentos de obra. Através deste sistema tem-se à disposição toda a informação geográfica de linhas elétricas existentes, de projetos em fase de planeamento e mesmo obras a decorrerem. Com a utilização de ortofotos, precisas e atuais, o programa possibilita a representação espacial do espaço urbano e permite, também, a partilha de informação entre os vários departamentos da empresa contribuindo, assim, para que as informações relacionadas a ações internas estejam sempre atualizadas [2].

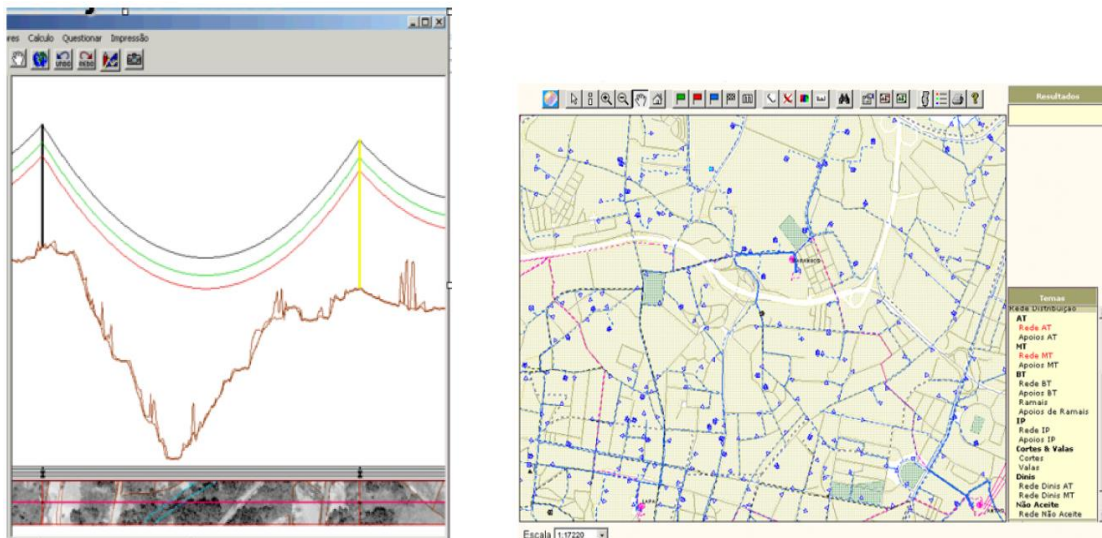


Figura 2.7: Imagens do Software SIT-DM [4]

2.3. Fases de um Projeto

Num projeto de uma linha aérea de transmissão de energia o fator que sempre teve maior influência nas decisões de investimento, era o custo-benefício. Atualmente considera-se também importante reduzir o impacto que a linha provocará no meio ambiente. Com isto, os proprietários e as entidades reguladoras impõem um nível de exigência alto, no que diz respeito a fatores de carácter ambiental e ocupacional, limitando assim, o desenvolvimento dos projetos.

Com vista a responder a estas limitações, foram definidos um conjunto de fases a ser seguidas e respeitadas durante a realização de um projeto desta dimensão [2].

2.3.1. Pré-Estudo

A fase de pré-estudo é a etapa inicial de qualquer projeto de linhas de alta tensão (AT), onde se avalia o seu retorno financeiro e técnico, estudando-se as vantagens que uma nova linha trará para a empresa e seus clientes.

Assim sendo, um projeto a ser desenvolvido tem em vista proporcionar uma melhoria da qualidade do serviço do sistema, minimizar as perdas e otimizar o desempenho da rede, bem como, aumentar a segurança das redes existentes.

Uma nova linha pode ser projetada devido a vários motivos:

- Necessidade de ligar novos clientes à rede;
- Realizar interligação entre linhas;
- Fazer remodelações na rede;
- Necessidade de se alterar traçados de linhas existentes;
- Exploração e desenvolvimento da rede para melhoria da qualidade de serviço;
- Necessidade de ligar produtores em regime especial.

Esta etapa é da responsabilidade do Departamento de Planeamento da EDP, sendo que este inicia o projeto com a seleção da área de intervenção no SIT-DM, ficando essa escolha dependente dos acessos à rede e das restrições de carácter socioeconómico, físico e ecológico da região [2].

2.3.2. Estudo

A fase de estudo é fundamental para a realização de um projeto de linhas aéreas. Depois de se ter definido a zona onde se pretende instalar a linha é necessário realizar um estudo minucioso sobre essa área, identificando fatores que possam afetar a escolha do traçado da linha, sendo alguns deles os seguintes:

- Altimetria do plano;
- Autoestradas e Estradas Municipais;
- Caminhos de ferro;
- Edifícios;
- Cursos de Água;
- Vegetação do terreno;
- Zonas protegidas.

Atender a todos esses critérios pode ser uma tarefa complexa, na medida em que não será possível dar resposta a todos. Deve-se, no entanto, tentar reduzir ao máximo os possíveis inconvenientes para o meio envolvente, mantendo uma combinação razoável entre custo/impacto. Existem também zonas em que a passagem de linhas aéreas é completamente proibida, estando essas devidamente discriminadas no Artigo nº 5 e 6 do RSLEAT [5].

Dito isto, para se avaliar o terreno envolvente e definir quais as zonas onde não poderá passar a linha, o Departamento de Planeamento recorre a cartas topográficas militares e às ortofotos do SIT-DM. No entanto, existem questões topográficas que estes meios não conseguem transpor com detalhe, sendo necessário realizar uma vistoria ao local, que irá contribuir para se obter uma melhor perceção do meio envolvente [2].



a)



b)

Figura 2.8: a) Exemplo de uma carta militar; b) Ortofoto retirada do SIT-DM [4]

2.3 Fases de um Projeto

Depois de assimiladas todas as informações recolhidas dos vários meios utilizados, são delineados vários caminhos alternativos do perfil da linha. Isto permite contornar facilmente eventuais limitações que se encontrem na fase de elaboração do projeto. Deve-se tentar minimizar o número de apoios a serem utilizados na linha, através de traçados o mais uniforme possível [4].

No final da delimitação dos traçados, a equipa topográfica avalia qual deles será o mais rentável.

2.3.3. Levantamento Topográfico

O levantamento topográfico é um complemento à fase de estudo abordada em (2.3.2.), uma vez que se trata de um estudo minucioso do local onde irão ser implementadas as infraestruturas da linha. Este permite definir o perfil do terreno e a planta parcelar, através do levantamento de pontos no local [6].

Para o perfil do terreno são levantados pontos considerados importantes para, posteriormente, se garantir que a linha cumpra as distâncias mínimas regulamentadas. Estes, normalmente, representam os locais de implantação dos apoios, a passagem de linhas elétricas (ou outras), ou a parte superior de muros ou construções, entre outros.

Na planta parcelar encontram-se os pontos referentes aos elementos de maior interesse que se encontrem na vizinhança, como vias de comunicação, cursos de água, linhas aéreas de energia e de telecomunicações, bem como, os ângulos dos apoios de derivação e de ângulo.

Embora a EDP possua um sistema de software que, em alguns casos lhe permite substituir o levantamento topográfico, estes são sempre imprescindíveis para um projeto, uma vez que, na maior parte dos casos, são sempre encontradas limitações no local, que não se encontram assinaladas no sistema [7].

Este trabalho costuma ser realizado por um topógrafo e um fiscal. O fiscal, para além de auxiliar o topógrafo no levantamento do local, verifica se a regulação em vigor se encontra a ser cumprida, para depois, dar início às negociações de indemnizações com os proprietários dos terrenos.

Esta etapa termina com a piquetagem do terreno, que consiste em sinalizar no terreno, por meio de estacas ou marcas, os pontos de implantação dos apoios e o alinhamento que deverão ter [2].



Figura 2.9: Estação base a ser utilizada no terreno

2.3.4. Traçado Final

Após o levantamento topográfico do terreno é necessário introduzir todos os pontos levantados, quer do perfil, quer da planta parcelar, num programa de desenho assistido por computador, neste caso o AutoCAD®.

No perfil do terreno, devem constar todas as informações relativas ao terreno que a linha irá atravessar, como as diferentes cotas verificadas ao longo do percurso. Também devem de estar evidenciadas as localizações, marcadas com pontos específicos, das linhas aéreas de energia ou telecomunicações que se cruzem com a linha.

Na planta parcelar devem de ser marcados os locais mais importantes na vizinhança da linha, como os cursos de água, edifícios e outros já mencionados anteriormente, bem como, as limitações encontradas no terreno, como muros, rochedos, os tipos de terrenos (agrícola, floresta, mato, entre outros) e quais os seus proprietários.

No desenho do perfil são utilizadas duas escalas diferentes, uma para as distâncias verticais e outra para as horizontais. Normalmente, é utilizada a escala vertical de 1/500 e uma escala horizontal de 1/2500.

2.3.5. Elaboração do Projeto

Com o traçado final da linha definido, procede-se à elaboração e dimensionamento do projeto. Começa-se por se calcular os parâmetros elétricos dos cabos utilizados, como a tensão, a corrente nominal da linha e, também, a secção transversal dos cabos.

De seguida, procede-se, primeiramente, ao cálculo mecânico, visto que o restante cálculo elétrico está dependente de valores resultantes deste. Determina-se, assim, a tensão de

2.3 Fases de um Projeto

montagem dos cabos e as flechas de regulação, seguindo-se para o dimensionamento dos apoios, onde será determinada a localização destes e sua função, tendo em conta todos os esforços envolvidos calculados. Com a finalização do cálculo mecânico e, posterior verificação de todas as distâncias mínimas regulamentares, impostas pelo RSLEAT, retorna-se ao cálculo elétrico, onde é feita a viabilidade económica do projeto, tendo em conta os valores de perdas de energia e queda de tensão obtidos.

Finalmente, é feita a memória descritiva e justificativa do projeto e o desenho em AutoCAD® do perfil da linha.

2.3.6. Licenciamento

Com a conclusão do projeto é agora necessário que este obtenha a licença de estabelecimento junto do Ministério da Economia. Este último reencaminhará a informação relativa do projeto, para algumas das seguintes entidades:

- Autoridade Nacional de Comunicações;
- Administração da Região Hidrográfica;
- Câmara Municipal;
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional;
- Estradas de Portugal, S.A.;
- Força Aérea Portuguesa;
- Instituto Português do Património Arquitectónico;
- Outras entidades, dependendo das infraestruturas.

Após a avaliação das informações do projeto, por parte destas entidades, e verificando-se que não resultam contestações ao plano apresentado, o Ministério da Economia emite a licença de estabelecimento que autoriza a construção da linha projetada [8].

2.3.7. Indemnização dos Proprietários

Antes de se proceder à fase de construção da linha, e com base no levantamento cadastral efetuado aquando do levantamento topográfico, é necessário iniciar o contato com os proprietários dos terrenos que a linha irá afetar, comunicando-lhes a intenção de proceder à implantação de apoios, ou corte de árvores, para estabelecimento da faixa de proteção da linha, de acordo com a Lei em vigor.

O contato é feito através de um fiscal, que deve de preencher, conjuntamente com o proprietário, o impresso de identificação/relatório de prejuízos, no qual serão anotados os prejuízos emergentes, para se proceder à determinação da indenização correspondente. Este impresso será assinado pelo fiscal e pelo proprietário no caso de condordância [9]. No Anexo A está disponível o exemplo de um desses impressos.

2.3.8. Construção

Após a obtenção da licença é possível começar a construção da linha. Em termos operacionais, a construção de uma linha aérea consiste na realização das operações de instalação dos componentes e dos elementos definidos no projeto, de uma forma programada e organizada visando a melhor qualidade, o menor custo e a maior rentabilidade [4].

As operações a serem realizadas nesta fase são [2]:

- Realização da piquetagem dos apoios, com a marcação dos vários apoios, covas, bissetrizes e alinhamentos;
- Criação de um estaleiro e parque de material;
- Abertura de valas;
- Construção de fundações – consiste na colocação dos eléctrodos de terra e das bases dos postes metálicos, envolvendo operações de betonagem;
- Arvoreamento de postes – inclui o transporte, montagem (no caso de apoios metálicos), arvoreamento dos postes com recurso a equipamentos de elevação de carga e posteriores ligações do poste e suas armações à terra;
- Abertura da faixa de proteção;
- Desenrolamento e regulação de cabos;
- Colocação de dispositivos de proteção à avifauna, sinalização diurna e noturna;
- Ensaio;
- Comissionamento;
- Vistoria com o Ministério da Economia.

2.4. Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

Nesta secção serão abordados os elementos que constituem uma linha aérea de transmissão de energia, assim como alguns dos seus fundamentos teóricos e aspetos de construção.

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

Uma “Linha Elétrica” é, segundo o RSLEAT, o conjunto de condutores, de isolantes, de acessórios e de suportes destinados ao transporte e distribuição de energia elétrica. Os elementos principais que fazem parte da constituição de uma linha aérea de AT são os seguintes [10]:

- Cabos condutores;
- Cabos de guarda;
- Isoladores;
- Apoios e respectivas armações e fundações;
- Balizagem aeronáutica diurna e noturna dos apoios e cabos;
- Dispositivos de proteção à avifauna;
- Conjuntos sinaléticos;
- Instrumentos de fixação;
- Amortecedores de vibração;
- Sistemas de ligação à terra.

Internacionalmente, a *International Electrotechnical Commission* (IEC), através da Norma IEC 60286, descreve uma linha aérea de energia como um sistema que integra componentes, estes que por sua vez integram elementos, de acordo com os que se encontram apresentados no esquema seguinte, na Figura 2.10 [4]:

SISTEMA	COMPONENTES	ELEMENTOS
Linha aérea de transporte ou Linha aérea de distribuição	Suportes (Estruturas de suporte, ou simplesmente, apoios e suas armações)	Postes pré-fabricados de betão armado, perfis de aço, postes de madeira, etc.
		Parafusaria
		Espias e acessórios
		Conjuntos sinaléticos
	Fundações	Betão, armaduras
		Chumbadores, perfis de aço
	Condutores (inclui cabos de guarda)	Uniões, mangas de reparação, conectores
		Anti-vibradores
		Separadores
		Bolas de balizagem
		Salva-pássaros
	Cadeias de isoladores	Hastes e anéis de guarda
		Isoladores
Acessórios de fixação		

Figura 2.10: Constituição de uma linha aérea segundo a normalização internacional [4]

2.4.1. Condutores

Os condutores são responsáveis pela condução da energia elétrica ao longo de uma linha de transmissão de energia. Para se satisfazer necessidades específicas de um projeto, seja ele

um aspeto económico, ou então de nível técnico da linha de transmissão, como o nível de tensão ou temperaturas admissíveis, são criados vários tipos de composições para estes elementos.

Numa linha aérea de energia podem ser utilizados dois tipos de condutores, os condutores isolados (possui várias camadas isolantes), ou condutores nus (sem isolamento exterior). No entanto, para tensões iguais ou superiores a 60 kV, verifica-se que os cabos isolados sofrem alterações irreversíveis, no que diz respeito às suas características mecânicas, como por exemplo, podem dilatar-se de tal forma que não consigam mais retornar à sua forma inicial. Assim, para esta gama de tensões, a escolha dos condutores a serem utilizados restringe-se a condutores nus, uma vez que estes não são afetados e, ainda, são economicamente mais viáveis. Pode-se, no entanto, utilizar cabos isolados para situações em que seja efetivamente aconselhado o seu uso, como zonas muito urbanizadas.

Os condutores podem ser unifilares (constituídos apenas por um só fio) ou multifilares (constituídos por vários fios). Estes últimos possuem um diâmetro superior e uma menor secção que os unifilares e, possuem uma resistência mecânica superior, uma vez que são mais flexíveis. Estas características fazem com que os condutores multifilares sejam os utilizados na conceção de linhas aéreas.

Em termos constitutivos, estes podem ser constituídos apenas por um tipo de metal (homogéneo), ou por vários tipos de metais (heterogéneo). Podem ser de cobre, alumínio, ligas de cobre ou alumínio e aço. O tipo de condutor mais utilizado pela EDP é o de alumínio-aço, designado por *Aluminium Cable Steel Reinforced* (ACSR), que, através da sua constituição, assegura a condução de energia elétrica através das camadas de alumínio e possui uma maior resistência mecânica conferida pela alma de aço.

Em termos comparativos, um condutor ACSR é mais vantajoso economicamente, do que um condutor de cobre e, para as mesmas perdas, apresenta um diâmetro 40% superior, permitindo assim reduzir o efeito de coroa e, uma vez que possui uma resistência mecânica superior e é mais leve, é possível reduzir as flechas e aumentar os vãos, reduzindo assim o número de apoios necessários numa linha, assim como os componentes a estes ligados [2] [11] [8] [12].

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

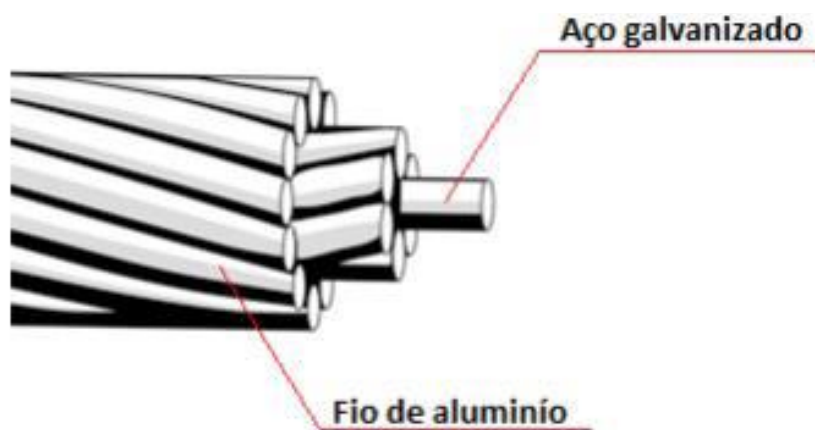


Figura 2.11: Constituição de um cabo ACSR [8]

2.4.2. Cabos de Guarda

Todos os circuitos elétricos estão suscetíveis a serem danificados por descargas atmosféricas, tendo estes de estar providos de equipamentos capazes de os proteger contra este fenómeno. As linhas aéreas de energia não são exceção e a probabilidade de estas serem atingidas por descargas será provavelmente a maior, uma vez que estas na sua maior parte encontram-se situadas em áreas com elevadas densidades de descargas atmosféricas. Para evitar que estas sejam danificadas e, conseqüentemente, que não haja interrupção no fornecimento de energia, são implementados os chamados cabos de guarda em linhas aéreas de AT.

Os cabos de guarda encontram-se num nível superior em relação aos condutores da linha e encontram-se ligados ao sistema de terras dos apoios da linha. Deste modo, estes cabos conseguem intersestar uma descarga atmosférica, impedindo que esta atinja diretamente os condutores e, com a sua interligação aos elétrodos de todos os apoios, permite escoar as elevadas correntes de defeito, através destes. Mas, uma vez que as resistências das terras não são nulas, irá sempre haver um determinado valor dessa corrente de defeito que não será escoada pelo sistema de terras, levando a que esta contorne os isoladores e entre em contato com os condutores de energia. No entanto, este valor é desprezável, uma vez que não origina uma sobretensão considerável no sistema elétrico da linha.

Além de garantirem a segurança das linhas aéreas, estes cabos também podem ser utilizados para efeitos de telecomunicações e telecomando, como por exemplo realizar comunicações de dados com subestações ou qualquer estação automatizada, sendo para isso necessário que no seu interior sejam incorporados vários condutores de fibra ótica.

Nas linhas aéreas de transmissão são utilizados dois tipos de cabo de guarda: o *Optical Power Ground Wire* (OPGW) e o ACSR. Quando, para além da proteção contra descargas elétricas, é necessário estabelecer uma linha de telecomunicação ao longo da linha usa-se o OPGW, que se trata de um cabo constituído por um núcleo dielétrico com fibras óticas inseridas, um tubo para protegê-las mecanicamente e uma armação formada por fios condutores.



Figura 2.12: Exemplo de um cabo de guarda OPGW [8]

Sem a presença destes cabos a corrente teria que escoar pelos apoios situados entre o vão atingido, existindo apenas dois caminhos para transportar essa corrente, provocando assim um grave contornamento dos isoladores, que originariam sobretensões elevadas nos condutores e a danificações nos materiais da linha [11] [2] [8].

2.4.3. Isoladores

Os isoladores têm como função isolar os condutores dos apoios aos quais se encontram ligados, evitando assim a passagem de corrente elétrica do condutor para o apoio e, ao mesmo tempo, estes suportam mecanicamente os cabos [13].

Com um estado apropriado de operação e conservação do isolador e uma calibração adequada para a tensão que irá suportar, é possível evitar passagens contínuas de corrente para a terra, com efeitos nocivos para a instalação.

A escolha dos isoladores é feita de acordo com o nível de poluição do ambiente onde a linha aérea é projetada, tendo em conta que este parâmetro agrava a possibilidade da ocorrência de um contornamento elétrico do isolador. Sendo assim, é importante tomar maior precaução ao realizar o seu dimensionamento.

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

O material com o qual o corpo isolante do isolador é fabricado pode ser de porcelana, vidro, resina ou compósito, sendo que ao longo dos anos, a escolha residiu nos isoladores de porcelana, devido às boas propriedades isolantes que apresenta. No entanto, o seu fabrico é muito dispendioso, o que levou, a que nos últimos anos, houvesse uma crescente utilização dos isoladores de vidro, uma vez que estes foram progredindo tecnologicamente, possuindo, atualmente, materiais com melhores características de isolamento e maior robustez. Deste modo, conseguiu-se obter uma resposta satisfatória às exigências do serviço, com uma redução de custos [2].

No que diz respeito ao tipo de isolador, estes podem ser do tipo rígido ou de cadeia. Os do tipo rígido têm caído em desuso, porque, embora sejam mais favoráveis economicamente, são muito frágeis e de difícil montagem, tornando-se inviáveis para serem utilizados em linhas aéreas de AT. Outro motivo que levou ao seu desuso diz respeito à necessidade de uma troca completa do isolador, aquando da ocorrência de um defeito no seu isolamento, o que não acontece no caso das cadeias de isoladores, uma vez que estas são constituídas por vários isoladores emparelhados entre si, sendo assim apenas necessário substituir a campânula que apresenta o defeito [2] [8].

As cadeias de isoladores são constituídas, para além dos vários isoladores, emparelhados entre si, por componentes metálicos e também pelo material ligante que une os isoladores. Em adição, estas podem estar providas, em ambos os extremos da cadeia, ou apenas num, por hastes de descarga, que têm o objetivo de proteger o condutor e a respetiva cadeia de isoladores dos efeitos nocivos provocados pelos arcos de contornamento resultantes das sobretensões atmosféricas [13].

Os isoladores devem de ser dimensionados, de forma a garantir que estes consigam resistir aos esforços mecânicos que neles atuam, nomeadamente, a ação do vento sobre eles e os esforços transmitidos pelos condutores, como o peso próprio dos mesmos, resultante da ação do vento e tensão mecânica de tração [12].

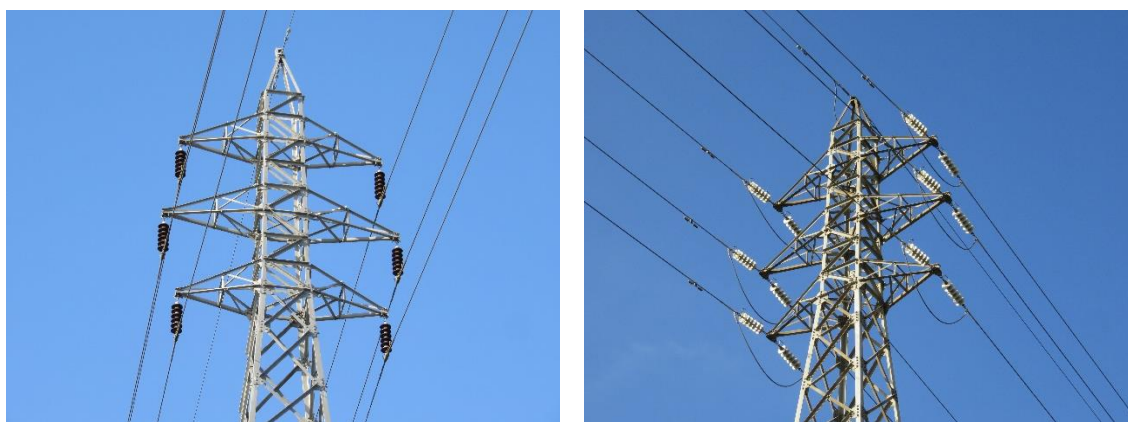
As cadeias de isoladores, a serem utilizadas numa linha aérea de AT, podem ser de dois tipos: cadeias de suspensão e cadeias de amarração, estando a escolha destas dependente da função do apoio que será utilizado.

Nas cadeias de suspensão os isoladores encontram-se emparelhados verticalmente, paralelos ao apoio e, na sua extremidade superior é realizada a ligação ao braço do apoio, sendo na outra colocado em suspensão o condutor. São utilizadas em apoios de alinhamento,

onde existe suspensão de linhas, e têm a vantagem de só requererem uma cadeia por condutor. No entanto, uma vez que estas se encontram suspensas, estão propícias a oscilações, provocadas por ventos fortes, podendo assim fazer com que entrem em contato com o apoio, colocando em perigo o funcionamento da linha, sendo assim necessário analisar com cuidado, o desvio transversal a que estas poderão estar sujeitas, respeitando sempre os valores regulados no RSLEAT. Na Figura 2.13(a) pode-se encontrar um exemplo.

As cadeias de amarração são dispostas praticamente na horizontal, sendo uma vantagem em comparação com as de suspensão, uma vez que nessa posição a oscilação provocada por ventos fortes será praticamente nula. Estas cadeias são utilizadas quando os apoios estão sujeitos a esforços elevados, como por exemplo, quando existem mudanças de direção da linha, ou em travessias que necessitem de vãos de elevado comprimento. Estão normalmente associadas a apoios de ângulo, fim de linha e apoios de alinhamento, ou de reforço, em amarração. A grande desvantagem deste tipo de cadeias, em comparação com as de suspensão, reside no fato de ser necessário instalar-se o dobro das cadeias de amarração, uma em cada lado do apoio, como se pode verificar na Figura 2.13(b).

Ambos os tipos de cadeias podem ser simples ou duplas.



a)

b)

Figura 2.13: Cadeias de Isoladores: a) Cadeia de Suspensão; b) Cadeia de Amarração

Como referido anteriormente, para se minimizar ao máximo a ocorrência de um contornamento elétrico é necessária uma escolha perfeita do isolador, devendo-se assim classificar a zona onde a linha será projetada quanto ao nível de poluição. Na Tabela 2.1, encontram-se representados os valores da linha de fuga em função do nível de poluição [4].

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

Tabela 2.1: Comprimento de linha de fuga em função dos níveis de poluição [4]

Nível de Poluição	Linha de Fuga Específica [mm/kV]
Fraca	16
Média	20
Forte	25
Muito Forte	31,5

a) Linha de fuga necessária:

A linha de fuga, I_f , necessária será dada por:

$$I_f = I_{fe} * U \text{ [mm]} \quad (2.1)$$

Onde:

- I_{fe} – Linha de fuga nominal específica mínima [mm/kV];
- U – Tensão composta [kV].

b) Escolha dos isoladores em função da linha de fuga:

No caso dos isoladores rígidos a seleção deverá observar o comprimento da linha de fuga do isolador em comparação com o valor da linha de fuga necessária, em função da tensão nominal e do nível de poluição local.

No caso dos isoladores de cadeia, acoplados em série, sabendo qual a linha de fuga necessária podemos determinar quantos isoladores de cadeia serão necessários:

$$N^{\circ} \text{ Isoladores} = \frac{I_f}{\text{comprimento da linha de fuga de um isolador}} \quad (2.2)$$

Quando os isoladores não são devidamente dimensionados ou estes carecem de uma manutenção eficaz, existe uma grande probabilidade de ocorrerem os seguintes fenómenos, que fazem com que os isoladores falhem na sua função de não permitir a passagem de corrente dos condutores aos apoios:

- Condutividade da massa do isolador: ocorre passagem de corrente elétrica entre a massa do isolador e o apoio. Com os tipos de materiais usados, atualmente, no fabrico dos isoladores pode-se desprezar este fenómeno, uma vez que o valor da corrente é insignificante.
- Perfuração da massa do isolador: resulta da presença de impurezas no seio da massa do isolador. Este incidente é grave, uma vez que o valor da corrente que circula já

não é desprezável e possui uma probabilidade crescente de ocorrência à medida que aumenta o nível de tensão.

- Condutividade superficial: a ocorrência deste fenómeno deve-se à acumulação de poeiras, humidade e sais salinos (no caso da linha se encontrar próxima ao litoral), na superfície dos isoladores. É possível minimizar o seu impacto procedendo-se ao ajuste da forma e dimensão dos isoladores de maneira a alongar a linha de fuga, aumentando-se o número de saias, ou proceder a uma lavagem do isolador, por manutenção ou precipitação.
- Descarga disruptiva e contornamento: cria-se um arco eléctrico entre o condutor e as partes metálicas dos suportes, devido a situações, em que a rigidez dielétrica do ar não é suficiente para o evitar. Com um certo afastamento entre condutores e apoios torna-se possível evitar este fenómeno.

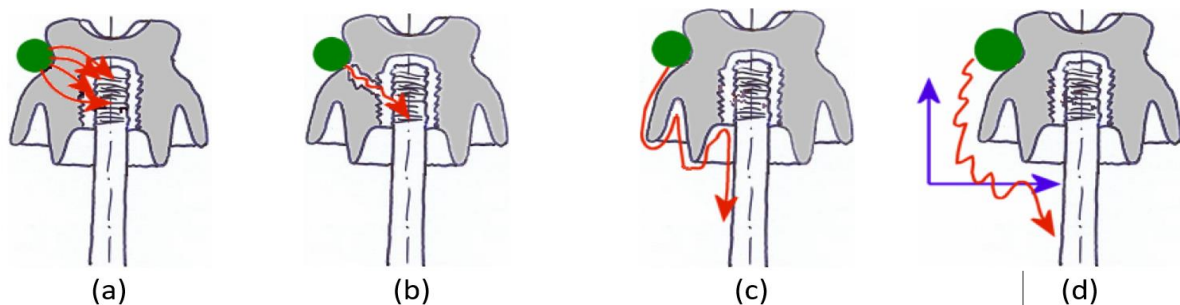


Figura 2.14: Exemplos de falhas nos isoladores: a) Condutividade da massa do isolador; b) Perfuração da massa do isolador; c) Condutividade superficial; d) Descarga disruptiva e contornamento [13]

2.4.4. Apoios

Os apoios são elementos da linha cuja função é suportar todos os condutores e restantes acessórios existentes na linha.

Para além de fatores como os esforços necessários e o tipo de local onde o apoio será implantado, a escolha destes reside, também, nas suas características físicas e mecânicas, bem como, no seu aspeto económico.

Os materiais sob quais os apoios são construídos são: o aço, betão armado e madeira, sendo que apenas os primeiros dois tipos são utilizados em linhas aéreas de AT, enquanto que o último apenas para linhas de baixa tensão (BT) e telecomunicações.

Relativamente aos apoios de betão e aço, ambos apresentam as suas vantagens e desvantagens, que influenciarão a sua escolha. Os apoios de betão apresentam uma base com

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

dimensões mais reduzidas, em comparação com os de aço, o que ocupará menor área num terreno, podendo desta forma aumentar a possibilidade de o proprietário desse terreno dar o aval para a sua disponibilização. Economicamente, estes são também mais baratos que os de aço.

Por outro lado, é impossível dividir os apoios de betão em módulos, como os de aço, para facilitar o seu transporte, de maneira que estes têm de ser transportados na sua íntegra, criando um grande entrave na sua instalação, para locais de difícil acesso, para além de que, para comprimentos superiores a 22 m é necessário acompanhamento policial durante o seu transporte, que induzirá em mais gastos aos gastos globais da obra.

Os apoios de aço, como já referido, tem a vantagem, em relação aos de betão, de poderem ser transportados em módulos, para depois serem instalados no local, mas estes ocupam uma grande área do terreno, sendo esta proporcional à altura do apoio, e também são economicamente mais desfavoráveis que os de betão.

A escolha das alturas dos apoios recai nos obstáculos que a linha tem que superar, da topografia do terreno e dos aspetos económicos a estes associados. É habitual utilizarem-se apoios altos em situações onde ocorra cruzamentos com linhas aéreas já existentes, ou então onde haja um declive acentuado do terreno, de maneira a evitar-se uma aproximação perigosa e a garantir as distâncias mínimas ao solo. No entanto, a altura do apoio é proporcional aos custos, devendo-se assim, sempre que possível, recorrer-se a alturas aceitáveis, de forma a não encarecer em demasia o projeto.

Numa linha aérea existem diferentes tipos de classificações para os apoios, levando em consideração a função que estes irão prestar:

- Apoio de alinhamento: apoio disposto em troços retilíneos da linha, sem existência de ângulos ou derivações;
- Apoio de ângulo: apoio colocado onde a linha perfaz uma mudança de direção, perfazendo um ângulo;
- Apoio de derivação: apoio onde se estabelecem uma ou mais derivações de linha;
- Apoio de fim de linha: apoio capaz de suportar todo o esforço total dos condutores e cabos de guarda de um só lado da linha. Normalmente colocados no início e fim da linha;
- Apoio de reforço: apoio que suporta esforços capaz de reduzir as consequências negativas em caso de rutura de um cabo ou condutor.

Os apoios são desenhados para aguentar esforços criados por forças que são classificadas como horizontais e verticais. Estas últimas são resultantes do peso dos condutores e acessórios que o apoio suporta, bem como da manga de gelo na sua superfície, aquando da existência dela. No que diz respeito às horizontais, estas são divididas em duas, transversais e horizontais. As transversais existem quando o vento atua, perpendicularmente à linha, sobre o apoio, condutores e respetivos acessórios. Por fim, as longitudinais, que em algumas situações podem não existir, surgem quando o apoio é do tipo fim de linha, onde os cabos são suportados apenas num dos lados do mesmo e, também, quando em vãos adjacentes de um apoio existem diferentes trações mecânicas.

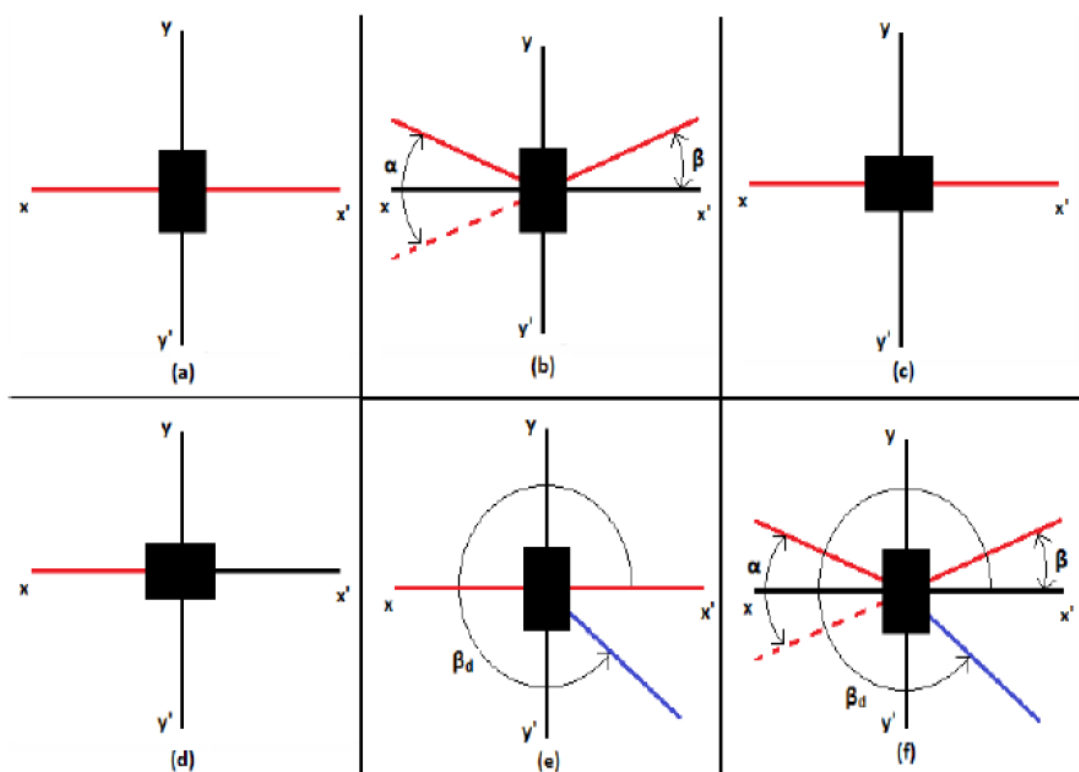


Figura 2.15: Funções dos apoios: a) Apoio de alinhamento; b) Apoio de ângulo; c) Apoio de reforço de alinhamento; d) Apoio de fim de linha; e) Apoio de derivação em alinhamento; f) Apoio de derivação em ângulo [8]

2.4.5. Armações

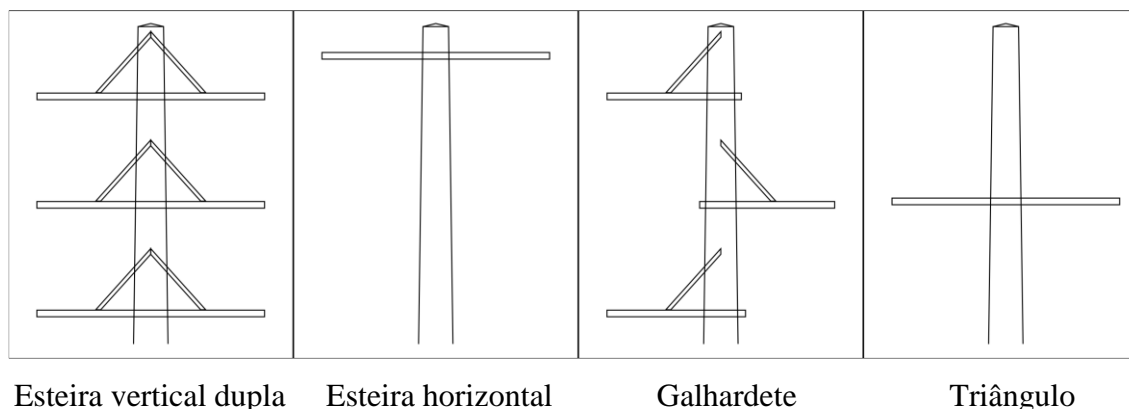
As armações são estruturas metálicas instaladas na zona superior dos apoios, com a função de suportar os esforços relativos aos condutores e isoladores da linha.

Existem diferentes tipologias para as armações e estas estão dependentes do tipo de apoio utilizado e da disposição dos condutores, sendo que as principais utilizadas pela EDP são as seguintes [10]:

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

- Esteira Horizontal;
- Galhardete;
- Triângulo;
- Esteira Vertical Dupla.

Na Figura 2.16 encontram-se representadas as quatro tipologias em cima mencionadas.



Esteira vertical dupla

Esteira horizontal

Galhardete

Triângulo

Figura 2.16: Representação das diferentes tipologias utilizadas [14]

As armações a serem utilizadas nos apoios metálicos são fornecidas em conjunto com o respectivo apoio. No caso dos apoios de betão, as armações não vêm incluídas, tendo estas de serem escolhidas, dentro das usadas pela EDP, pelo projetista e sempre com uma justificação do seu uso.

2.4.6. Fundações

Os maciços de fundação possuem um dos papéis mais importantes numa linha aérea, uma vez que, como todo o tipo de estruturas criadas pelo Homem, sem uma fundação sólida e segura toda a segurança da estrutura fica comprometida. Estes têm a função de transmitir todos os esforços solicitados externos, provenientes da linha de transmissão, à terra, como por exemplo, as forças de tração, forças devidas à ação do vento, o peso dos apoios, e seus respectivos componentes.

As fundações podem ser constituídas por um maciço único ou por dois ou quatro maciços independentes, sendo mais comum para os apoios de linhas de AT as últimas duas configurações.

O dimensionamento das fundações é fortemente influenciado pelas características dos locais onde estas vão ser implementadas. O fator que caracteriza um terreno é o seu coeficiente de compressibilidade. Este traduz o esforço necessário, em daN, para enterrar 1 cm, uma placa com 1 cm² de área de superfície.

Na Tabela 2.2 encontram-se indicados os valores habituais do coeficiente de compressibilidade a 2 m de profundidade para terrenos de diferente natureza e composição.

Tabela 2.2: Valores do coeficiente de compressibilidade em função do tipo de terreno [15]

Tipo de Terreno	Coefficiente de compressibilidade a 2 m de profundidade [daN/cm³]
Lodo, turfa e terreno pantanoso em geral	0
Areia fina e média, até 1 mm de tamanho de grão	6 a 8
Areia grossa até 3 mm de tamanho de grão e areia com pelo menos 1/3 do volume de calhau rolado com 70 mm de diâmetro	8 a 10
Terreno Coerente (barro, argila) muito mole	0
Terreno Coerente (barro, argila) mole facilmente amassável	2 a 4
Terreno Coerente (barro, argila) consistente dificilmente amassável	5 a 7
Terreno Coerente (barro, argila) médio	8
Terreno Coerente (barro, argila) rijo	9

Existem tabelas com as dimensões adequadas para o maciço de fundação, referentes a cada tipo de apoio de betão, tendo em conta a sua altura e o coeficiente de compressibilidade do terreno onde este será instalado, facilitando assim a escolha do maciço adequado para o mesmo. Não é necessário escolher os maciços para os apoios metálicos, uma vez que estes já vêm incorporados e dimensionados de acordo com a gama de apoio escolhida. Na Figura 2.17 encontra-se representada uma fundação de um apoio metálico.

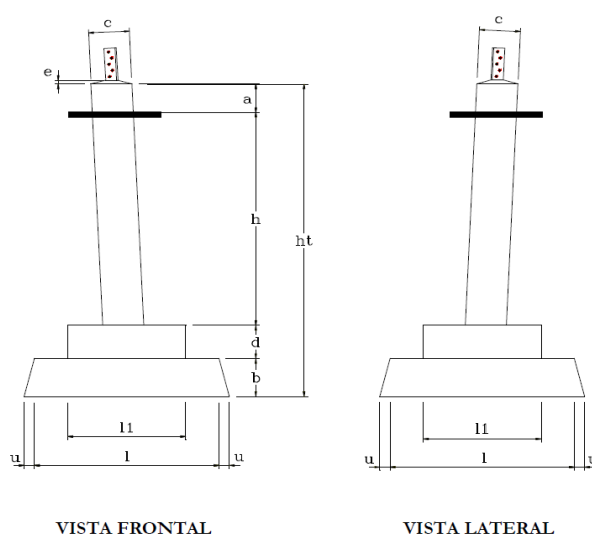


Figura 2.17: Esquema das fundações, presente na *datasheet* do apoio do tipo F65CD

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

Os maciços para os apoios de betão são escolhidos com base nas informações referentes ao coeficiente de compressibilidade do terreno, do tipo de apoio escolhido e a sua altura. Com estes dados, recorre-se a tabelas que possuem as dimensões adequadas para o maciço de fundação, para cada tipo de apoio e terreno.

2.4.7. Balizagem Aeronáutica

a) Sinalização Diurna

A balizagem aeronáutica possibilita aos pilotos das aeronaves uma fácil identificação dos condutores e seus respetivos apoios, permitindo-lhes assim realizar operações de voo em segurança, como é o caso das descolagens, operações de Salvamento e de Emergência e até nos combates contra incêndios.

Uma linha de transmissão aérea é balizada através da colocação de bolas de balizagem, também chamadas de balizas, ao longo dos condutores, respeitando todas as regras relativas à sua cor, dimensão e distâncias.

Devem ser sujeitos a sinalização diurna os cabos, nas seguintes situações:

- Vãos de comprimento superior a 500 m;
- Vãos sobre curso ou bacia de água com largura superior a 80 m na zona atravessada;
- Vãos de travessia sobre autoestradas, itinerários principais e itinerários complementares;
- Zona de proximidade de aeroportos, aeródromos e heliportos, nas condições específicas indicadas para cada instalação aeronáutica em respeito pelas prescrições da Circular de Informação Aeronáutica 10/03 (CIA 10/03) [16].

Devem ser sujeitos a sinalização diurna os apoios, nas seguintes condições:

- Apoios limitados de vãos de travessia de autoestradas, itinerários principais, itinerários complementares, implantados em zonas *non-aedificandi* (faixas de terreno de 200 m situadas em cada lado do eixo da estrada, bem como o solo situado num círculo de 1300 m de diâmetro centrado em cada nó de ligação);
- Apoios de linhas paralelas, em extensão contínua superior a 900 m, a autoestradas, itinerários principais e itinerários complementares, implantados em zonas *non-aedificandi*;

- Zona de proximidade de aeroportos, aeródromos e heliportos, nas condições específicas indicadas para cada instalação aeronáutica em respeito pelas prescrições da CIA 10/03.

A sinalização diurna dos apoios consiste na sua pintura com faixas de cor branca e laranja internacional, alternadas com altura de 1/7 da altura do apoio fora do solo, desde o topo da sua cabeça até 6 metros abaixo do condutor que se encontra fixado em posição inferior.

As balizas colocadas nos condutores da linha deverão ser de uma só cor, branca, vermelha ou laranja, devendo ser escolhida a que apresente maior contraste com o meio ambiente. Caso seja necessário colocar mais de quatro balizas ao longo de um condutor, estas devem ser alternadamente de duas cores, caso contrário, todo o conjunto será apenas de uma cor.

O espaçamento que deverá existir entre duas balizas consecutivas ou entre uma baliza e o apoio mais próximo está dependente do diâmetro desta. Assim sendo, não deverão ser excedidas as seguintes distâncias:

- 30 m quando o diâmetro da baliza for de 60 cm;
- 35 m quando o diâmetro da baliza for de 80 cm;
- 40 m quando o diâmetro da baliza for de pelo menos 130 cm;
- 12 m, independentemente do diâmetro adotado, quando se localizem sob os canais de aproximação/descolagem.

Normalmente as balizas devem de ser colocadas no condutor mais elevado, aquando da existência de múltiplos condutores. Em casos excecionais, quando fatores como o peso das balizas ou a carga derivada da ação dos ventos inviabilizarem essa balizagem, as balizas poderão ser:

- Distribuídas pelo primeiro e segundo condutor mais elevado com espaçamento até ao dobro das distâncias indicadas acima;
- Colocadas no segundo cabo mais elevado;
- Quando houver mais que um cabo a um mesmo segundo nível de altura, as balizas deverão ser distribuídas pelos cabos externos.

b) Sinalização Noturna

A sinalização noturna consiste na colocação de um dispositivo luminoso no topo dos apoios e nos condutores [16] [4] [11].

2.4.8. Sinalização Avifauna

Desde sempre que as linhas aéreas de transmissão de energia têm uma relação negativa com as aves, uma vez que estas últimas morrem, frequentemente, após uma colisão com os condutores da linha ou por electrocussão nos apoios. Tal facto motivou, nos últimos 25 anos, à realização de inúmeros estudos, por todo o mundo, sobre o impacto causado pelas linhas na avifauna. Isto levou ao desenvolvimento de diversas soluções de forma a minimizar esse impacto, sendo uma delas a colocação de sinalização para avifauna.

O Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas é responsável por definir quais os equipamentos de sinalização para avifauna a serem utilizados, sendo os mais usuais os dispositivos salva-pássaros, dispositivos de anti-nidificação e anti-poiso, e também, plataformas para ninhos.

Os dispositivos anti-colisão utilizados para a proteção da avifauna, são instalados nos cabos de guarda e restantes condutores, com o objetivo de os tornar mais visíveis para as aves, minimizando assim o risco de embate com a linha. O dispositivo, habitualmente, mais utilizado, é o salva-pássaros, denominado de *Bird Flight Diverter* (BFD). Este trata-se de um dispositivo de forma helicoidal, em plástico, que se ajustam ao cabo de guarda ou condutor por enrolamento.



Figura 2.18: Exemplo de um dispositivo *Bird Flight Diverter* [17]

No entanto, existe uma tecnologia recente denominada de *Firefly Bird Flapper* (FBF), que ainda não é muito utilizada em Portugal, mas tem demonstrado resultados positivos em outros países, aproximadamente 90% de eficácia, ao contrário dos cerca de 60% relativos aos BFD. Este dispositivo pode ser do tipo fita ou tipo rotativo, com capacidade rotativa e luminescência após o pôr do sol. É feito de um material luminoso especial que absorve a luz, melhorando a eficácia dos sistemas durante a noite, num período de 10 horas.

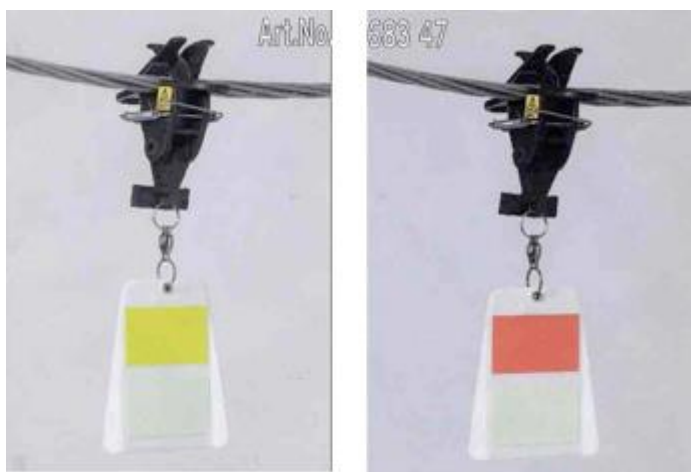


Figura 2.19: Exemplo de dispositivos *Firefly Bird Flapper* [17]

A Quercus em conjunto com a Redes Energéticas Nacionais (REN) realizou um estudo de impacto na avifauna, com utilização destes dois tipos de dispositivos na sua linha, de forma a comparar a sua eficácia. Concluiu-se que o FBF contribuiu para uma maior redução da taxa de mortalidade em 87,2%, ao contrário do BFD, com apenas 45,6%.

Ambos os dispositivos, tendo em conta o tipo de aves, devem ser colocados de forma a que em plano vertical paralelo à linha estejam pelo menos espaçados a 2 m [4] [2] [17].

2.4.9. Conjuntos Sinaléticos

Uma linha elétrica de transmissão de energia deve ainda de ser equipada com sinalização que permita identificar a empresa encarregada por ela e, também, que alerte para os perigos de eletrocussão, tendo esta sinalização de ser perceptível do solo. Assim, os apoios são providos com um conjunto de chapas metálicas com as seguintes informações [9]:

- Placas de Aviso de “Perigo de Morte”: devem de ser colocadas a 4 m do solo, com a face voltada para caminhos ou estradas adjacentes ao apoio;
- Numeração de Apoios: deverá ser inscrito na parte mais visível dos caminhos ou estradas, o número de ordem e demais características indicadas no perfil;
- Contato de Emergência;
- Empresa responsável pela linha;
- Nome da linha.



Figura 2.20: Exemplo de um conjunto sinalético de um apoio de betão

2.4.10. Instrumentos de Fixação

Em linhas aéreas AT são utilizadas pinças de amarração e pinças de suspensão, como instrumentos de fixação. As pinças têm como função a fixação dos condutores às cadeias de isoladores, sendo que o tipo de pinça escolhido irá variar consoante o tipo de cadeia de isoladores escolhida.

As pinças de suspensão são, então, utilizadas em cadeias de suspensão. Com a utilização desta pinça, os condutores e cabos de guarda podem ser introduzidos no seu respetivo suporte, sem haver a necessidade de serem cortados, e serem, posteriormente, fixados à cadeia de isoladores.



Figura 2.21: Pinça de suspensão [18]

As pinças de amarração, como o próprio nome indica, são utilizadas em cadeias de amarração. Estas, ao contrário das outras, cortam os condutores e cabos de guarda, e prendem num dos lados do apoio, onde serão fixados à cadeia de isoladores. Uma vez que os condutores são cortados é necessário assegurar a sua continuidade elétrica através de um troço de cabo, chamado de fiadores, que são ligados a cada pinça de amarração por patilhas adaptadas para o efeito [2].



Figura 2.22: Pinça de Amarração [18]

2.4.11. Amortecimento de Vibrações

Desde o início da utilização de linhas aéreas elétricas que se tem verificado desgastes e até roturas dos condutores, sem que para tal houvesse razão aparente, considerando-se que as condições mecânicas e elétricas estavam a ser respeitadas. Mais tarde, descobriu-se que o possível culpado destes casos se tratava de um fenómeno chamado de vibração eólica. Este causa vibrações nos diversos elementos da linha, em especial nos condutores, com a passagem contínua do vento através da linha, os quais, se não forem amortecidos, poderão atingir valores críticos que terminam com a rotura dos cabos, podendo igualmente afetar seriamente os apoios.

Atualmente ainda não existe uma solução totalmente satisfatória, no entanto, a mais aceite e utilizada são as pinças de suspensão anti-vibratórias do tipo *Armor Grip Suspension* (AGS). A utilização destas pinças é considerada uma atenuante importante na proteção dos cabos das linhas aéreas contra os efeitos das vibrações e a mitigação desses efeitos é possível através da aplicação de elementos complementares absorventes de vibração amortecida, que em conjunto com as pinças AGS permitem obter resultados satisfatórios.

Os amortecedores de maior aceitação mundial foram desenvolvidos em 1925 e receberam o nome de “Amortecedor *Stockbridge*” em homenagem ao seu criador.

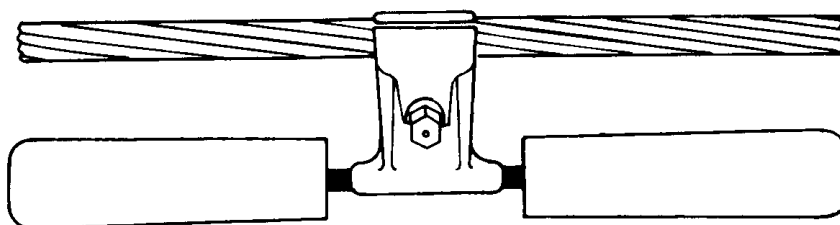


Figura 2.23: Amortecedor *Stockbridge* [4]

Este permite a remoção da energia da vibração eólica do cabo onde o amortecedor está alocado. Em termos técnicos são de fácil construção, livre manutenção e as suas características não são alteradas quando existe mudanças de clima e de temperatura [2].

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

O amortecedor é constituído por uma cordoalha de fios de aço, com duas massas simétricas, fixadas uma em cada extremidade, que se fixa ao condutor da linha aérea através de uma presilha central. Esta cordoalha de fios de aço é designada por cabo mensageiro.

Através do amortecimento histerético, fornecido pelo cabo mensageiro, o amortecedor consegue dissipar energia graças à fricção causada entre os fios do cabo mensageiro quando as massas oscilam.

Para que a aplicação dos amortecedores seja minimamente eficaz será necessário determinar onde este deverá ser colocado, sendo para tal necessário determinar a forma da onda de vibração em condições de ressonância [4].

2.4.12. Sistemas de Ligação à Terra

Os sistemas de ligação à terra têm como finalidade garantir a segurança de pessoas, equipamentos e instalações, através da sua capacidade de escoar as correntes de defeito para o solo, sendo esta corrente originada de um curto-circuito ou de uma descarga atmosférica. Quando estas se deslocam para o solo, sob a forma de correntes de fuga, distribuem-se ao longo dos elétrodos de terra enterrados nesse mesmo solo.

Numa linha aérea, todos os elementos metálicos (normalmente fora de tensão) necessários ao suporte dos condutores e ao seccionamento e proteção das linhas, têm de ser ligadas à terra. Nos apoios metálicos serão instalados quatro elétrodos e, junto de cada maciço dos apoios de betão serão colocados dois elétrodos de terra. Se a EDP-Distribuição assim o entender, serão instalados em qualquer dos casos, os elétrodos complementares necessários.

Nos apoios metálicos a ligação à terra é feita através da interligação dos terminais de terra existentes em cada um dos montantes aos elétrodos de terra e interligando-os entre si. Nos de betão é feita a interligação do terminal de terra existente na parte inferior do apoio com o elétrodo de terra.

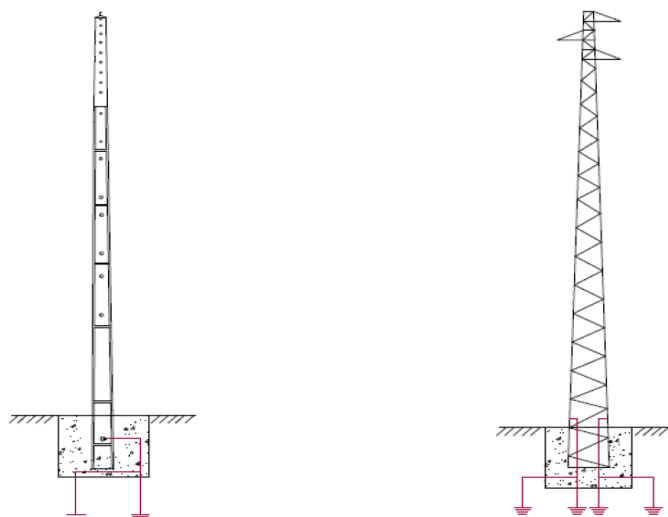


Figura 2.24: Ligação à terra de postes de betão e metálicos [4]

As armações metálicas, existentes nos apoios de betão, para fixação de condutores e cabo de guarda serão ligadas entre si e à patilha de terra existente na parte superior do apoio.

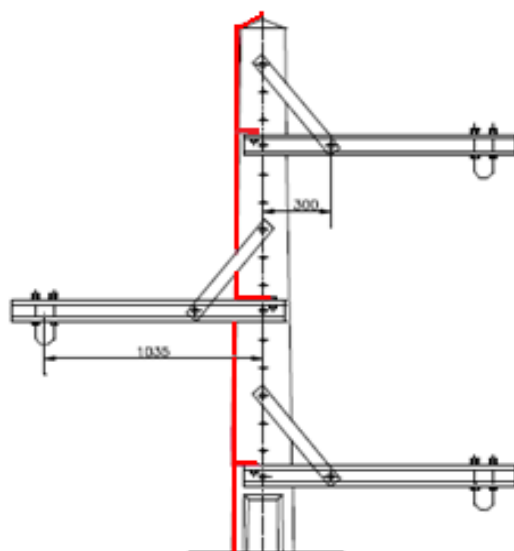


Figura 2.25: Ligação à terra da armação de um poste de betão [4]

Para melhoria dos valores da resistência de terra poderão ser utilizados outros tipos de elétrodos, tais como a serpentina simples, a serpentina dupla, a serpentina dupla longa, a estrela, ou ainda, através de brocagem.

Na proximidade de subestações, onde liguem as linhas aéreas, o valor da resistência de terra deverá ser inferior a 30Ω , em quaisquer condições de tempo ou medição. Nas zonas públicas ou frequentadas este valor deverá ser sempre inferior a 20Ω .

No que diz respeito aos cabos de guarda, estes deverão ser ligados individualmente ao circuito de terra de cada um dos apoios através do terminal de terra aéreo existente nos apoios

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

de betão, ou à estrutura metálica de fixação destes cabos. A ligação à terra deverá ser efetuada através de fio de cobre ou do mesmo material do cabo de guarda, de secção pelo menos equivalente à deste.

A intensidade de corrente máxima que percorre os cabos de guarda, na ocorrência de um curto-circuito fase-terra, deverá ser tomada como 75% do valor da corrente de defeito fase-terra, assumindo-se que toda a corrente flui pela secção de alumínio nos cabos de guarda em alumínio-aço [4] [9].

Capítulo 3

Métodos de Cálculo

3.1. Cálculo Elétrico

3.1.1. Objetivo

A fase do cálculo elétrico é fulcral para a realização de um projeto de uma linha aérea, uma vez que a sua finalidade é garantir que as limitações técnicas impostas pelos condutores não são excedidas.

Através desta fase é possível determinar a tensão nominal da linha a projetar e, também, a secção transversal dos seus condutores. Com estes dois parâmetros, resta depois calcular as características elétricas da linha: resistência elétrica, coeficiente de auto-indução, intensidade de corrente máxima admissível, perdas de energia e quedas de tensão.

Antes de se proceder ao cálculo elétrico é primeiro necessário realizar-se o cálculo mecânico, visto que, este último influencia alguns parâmetros elétricos da linha, através dos tipos de apoios a serem utilizados.

3.1.2. Tensão Nominal

Num projeto de uma linha aérea de transmissão de energia o fator económico é de extrema importância para a sua realização e é sabido que, para uma dada potência a transmitir, quanto maior for o nível de tensão menor será a secção mínima dos condutores para o mesmo nível

de perdas. Esta diminuição traduz-se numa redução nos custos da linha, uma vez que condutores de menor secção são mais baratos, mas, também, como estes são mais leves, irão exigir menos esforços sobre os apoios que os sustentam, dando a possibilidade de se utilizar apoios mais baratos. Todavia, com o aumento do nível de tensão é necessária a utilização de mais isoladores, o que implicará uma subida nos custos referentes a estes.

O artigo nº 83 do Decreto-Lei nº 43335, de 19 de Novembro de 1960 [19] estabelece que os valores nominais de tensões a adotar no transporte ou distribuição de energia são 6 kV, 15 kV, 30 kV, 40 kV, 60 kV, 100 kV, 150 kV e 220 kV, sendo necessário que o material seja dimensionado para as tensões eficazes máximas definidas pela IEC. O nível de tensão a ser escolhido deve recair sobre um dos níveis de tensão normalizados, mais concretamente no qual deles minimizará os custos totais da linha.

Em casos onde se esteja a desenvolver o projeto de uma linha, tendo em vista a sua ligação a uma rede já existente, de forma a amplia-la, ou se no futuro se irá ligar a ela, é recorrente e economicamente mais viável adotar o mesmo nível de tensão, visto que as vantagens que eventualmente resultariam da utilização de um nível de tensão diferente seriam atenuadas pelos encargos de instalação e exploração de estações transformadoras [12].

3.1.3. Intensidade de Corrente Nominal

A intensidade de corrente nominal de uma linha aérea de AT pode ser calculada pela expressão (3.1):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U * \cos(\varphi)} \quad (A) \quad (3.1)$$

Onde:

- S – Potência aparente transmitida pela linha [VA];
- U – Tensão nominal da linha [V];
- $\cos(\varphi)$ – Fator de potência.

Através do valor da corrente é possível determinar-se a densidade de corrente, por fase, através da expressão (3.2):

$$d = \frac{I}{\sigma} \quad [A/mm^2] \quad (3.2)$$

3.1 Cálculo Elétrico

Onde:

- I – Intensidade de corrente nominal [A];
- σ – Secção dos condutores [mm²].

3.1.4. Modelo de Kuipers-Brown

O modelo de Kuipers-Brown leva em consideração a dissipação térmica da energia elétrica entre os condutores e o meio envolvente, sob a forma de radiação, sendo utilizado nas linhas aéreas de transmissão de energia para se determinar a corrente máxima admissível. Este modelo é definido pela expressão (3.3):

$$I^2 * R_{ca} + \alpha_s * G * d - 8,55 * (T_c - T_a) * (v * d)^{0,448} - \pi * E * C * d * (T_c^4 - T_a^4) = 0 \quad (3.3)$$

Onde:

- I: Intensidade de corrente máxima do condutor [A];
- R_{ca} : Resistência do condutor [Ω/m];
- α_s : Coeficiente de absorção solar [0,5];
- G: Intensidade de radiação solar, incidente numa superfície [1000 W/m²];
- d: Diâmetro do condutor [m];
- T_c : Temperatura de projeto dos condutores [K];
- T_a : Temperatura ambiente [K];
- v: Velocidade do vento [0,6 m/s ou 1,0 m/s];
- E: Poder emissivo do condutor relativamente a um corpo negro [0,5 ou 0,6];
- C: Constante de Stefan-Boltzmann [$5,7 * 10^{-8} \text{ W/m}^2/\text{K}^4$];

Vários operadores de redes utilizam este modelo nos seus projetos, no planeamento e exploração de linhas aéreas elétricas, ajustando os parâmetros da equação (3.3) em função das características meteorológicas de cada região e dos regulamentos do país, onde cada operador se encontra.

Assim sendo, o modelo de Kuipers-Brown utiliza, normalmente, parâmetros fixos, adaptados à realidade de cada país. Para Portugal é usual utilizar-se um valor de 0,6 m/s para a velocidade do vento e de 1000 W/m² para a radiação solar incidente no território português. A temperatura ambiente, em Portugal, é estabelecida de acordo com a época sazonal, encontrando-se entre os seguintes valores:

- Meses de Inverno: 0 a 15°C;
- Meses de Primavera e Outono: 20 a 25°C;
- Meses de Verão: 30 a 35°C.

3.1.5. Constantes Físicas

As linhas de transmissão de energia apresentam dois grupos de grandezas típicas: as físicas e as elétricas. As grandezas físicas são, essencialmente, a resistência elétrica, o coeficiente de autoindução, a capacidade e a condutância. Os seus valores estão dependentes das características físicas da linha, como por exemplo, a disposição geométrica desta, o tipo de condutores que utiliza, e sua respetiva secção.

3.1.5.1. Resistência

A resistência elétrica de um condutor é dada pela expressão (3.4):

$$R = \rho_{\theta} * \frac{l}{\sigma} \quad [\Omega] \quad (3.4)$$

Onde:

- ρ_{θ} – Resistividade do material condutor a uma temperatura θ [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$];
- l – Comprimento do condutor [km];
- σ – Secção do condutor [mm^2].

Assim, a resistência quilométrica é dada pela expressão (3.5):

$$R_k = \frac{R}{l} = \frac{\rho_{\theta}}{\sigma} \quad [\Omega/\text{km}] \quad (3.5)$$

A resistividade de um condutor à temperatura θ é calculada pela expressão (3.6):

$$\rho_{\theta} = \rho_{20} * (1 + \beta(\theta - 20)) \quad [(\Omega \cdot \text{mm}^2)/\text{km}] \quad (3.6)$$

Onde:

- ρ_{20} – Resistividade do material condutor a 20°C [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$];
- β – Coeficiente de temperatura da resistividade;
- θ - Temperatura [°C].

Os valores da resistividade do material condutor a 20°C e o coeficiente de temperatura da resistividade são, normalmente, fornecidos pela tabela de características do condutor, bem como o valor obtido da expressão (3.6), sendo este último apresentado na forma de resistência elétrica máxima, em curto-circuito, a uma temperatura de 20°C.

3.1.5.2. Indutância

Chama-se indutância à relação entre a variação do fluxo magnético e a variação da corrente elétrica. O fluxo magnético tem origem no campo magnético que é criado quando há circulação, por um condutor, de uma corrente elétrica de magnitude variável no tempo. Este campo rodeia os restantes condutores do circuito sobre os quais também circulam correntes semelhantes.

Os fenómenos de indução entre os elementos do circuito elétrico devem-se em grande parte à disposição relativa dos condutores e são geralmente descritos por relações relativamente complexas [20].

O coeficiente de autoindução é calculado através da expressão (3.7):

$$L = \left[\frac{\mu}{2 \cdot n} + 4,6 * \log \left(\frac{D}{r'} \right) \right] * 10^{-4} \text{ [H/km]} \quad (3.7)$$

Onde:

- μ - Permeabilidade do condutor, sendo:
 - $\mu=1$ para condutores de cobre, alumínio, ligas de alumínio e cabos de alumínio-aço;
 - $\mu=200$ para condutores de aço galvanizado.
- n – Número de condutores, por fase, sendo:
 - $n=1$ para linhas simples;
 - $n=2$ para linhas duplas;
- D – Distância geométrica equivalente entre condutores [mm];
- r' – Raio fictício do condutor, definido por: $r'=r' = \sqrt[n]{n * r * R^{n-1}}$.

Onde:

- r – Raio do Condutor [mm];
- R – Raio da circunferência que passa pelos condutores que formam a fase [mm].

3.1.5.3. Capacidade

Num sistema elétrico trifásico, a capacidade é dada pela expressão (3.8):

$$C = \frac{24,2}{\log \left(\frac{D}{r'} \right)} * 10^{-9} \text{ [F/km]} \quad (3.8)$$

Onde:

- D – Distância geométrica equivalente entre condutores [mm];
- r' – Raio fictício do condutor [mm].

3.1.5.4. Condutância

A condutância é o inverso da resistência de isolamento, sendo dada pela expressão (3.9):

$$G = \frac{I}{\frac{U}{\sqrt{3}}} \text{ (S)} \quad (3.9)$$

Onde:

- I – Intensidade de corrente nominal [A];
- U – Tensão nominal da linha [V].

A condutância G é proporcional ao nível de humidade presente na atmosfera. Numa situação onde haja uma linha bem isolada e situada no ambiente seco, a condutância será praticamente nula. Normalmente, a condutância é calculada em função do valor das perdas e da tensão, como se pode verificar na expressão (3.10):

$$G_k = \frac{p}{\left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2} * 10^{-3} \text{ [S/km]} \quad (3.10)$$

Onde:

- p – Perdas por fase [kW/km];
- U – Tensão composta [kV].

3.1.6. Efeito de Coroa

Quando os condutores de uma linha aérea de energia atingem um potencial elétrico suficientemente grande, superior à rigidez dielétrica do ar, este irá funcionar com um condutor, produzindo-se assim perdas de energia, devido à corrente de fuga que se forma no seu meio, similar à produzida pela condutância dos isoladores.

Este fenómeno é visível na escuridão da noite, onde é possível observar os condutores aéreos a serem envolvidos num arco luminoso azulado, de secção transversal circular em forma de coroa, tendo sido assim nomeado de “Efeito de Coroa”.

3.1 Cálculo Elétrico

As perdas de energia provêm desta energia libertada/irradiada, proveniente do campo elétrico da linha e, portanto, do sistema de alimentação o que, em última instância, resultará em prejuízos. Este efeito tem sido alvo de diversos estudos, com o intuito de se determinar quais as melhores condições de instalação numa linha, de forma a se conseguir reduzir eficazmente essas perdas e, também, os prejuízos económicos a elas associados. Foi demonstrado que estas perdas estão relacionadas com a geometria dos condutores, sua tensão de operação, com os gradientes de potencial na superfície dos condutores e, principalmente, com as condições meteorológicas.

Algumas formas encontradas para reduzir os gradientes de potencial à superfície dos condutores, consistem na utilização de condutores de maior diâmetro, ou maior espaçamento entre fases e, também, a utilização de condutores múltiplos, com número crescente de subcondutores [4].

3.1.7. Constantes Elétricas

No que diz respeito ao grupo das grandezas elétricas, estas são: a reatância indutiva, a susceptância, a impedância e a admitância.

3.1.7.1. Reatância

A reatância é dada pela expressão (3.11):

$$X_k = \omega * L_k [\Omega/\text{km}] \quad (3.11)$$

Onde:

- ω – Velocidade angular [rad/s];
- L_k – Coeficiente de autoindução [H/km].

3.1.7.2. Susceptância

A susceptância obtém-se através da expressão (3.12):

$$B_k = C_k * \omega [\text{S}/\text{km}] \quad (3.12)$$

Onde:

- C_k – Capacidade;
- ω – Velocidade angular [rad/s].

3.1.7.3. Impedância

A impedância é uma grandeza representada por um número complexo e é dada pela expressão (3.13):

$$\bar{Z}_k = R_k + jX_k \text{ } [\Omega/\text{km}] \quad (3.13)$$

Onde:

- R_k – Resistência elétrica $[\Omega/\text{km}]$;
- X_k – Reatância $[\Omega/\text{km}]$.

O respetivo módulo e fase de Z_k são obtidos através das seguintes expressões:

Módulo:

$$|Z_k| = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \text{ } [\Omega/\text{km}] \quad (3.14)$$

Fase:

$$\angle Z = \text{arctg} \frac{X_k}{R_k} \text{ } [graus] \quad (3.15)$$

3.1.7.4. Admitância

A admitância trata-se também de uma grandeza elétrica representada por um número complexo e pode ser calculada através da expressão (3.16):

$$\bar{Y}_k = G_k + jB_k \text{ } [\text{S}/\text{km}] \quad (3.16)$$

Onde:

- G_k – Condutância $[\text{S}/\text{km}]$;
- B_k – Susceptância $[\text{S}/\text{km}]$.

O módulo e fase de Y_k são obtidos através das seguintes expressões:

Módulo:

$$|Y_k| = \sqrt{G_k^2 + B_k^2} \text{ } [\text{S}/\text{km}] \quad (3.17)$$

Fase:

$$\angle Y = \text{arctg} \frac{B_k}{G_k} \text{ } [graus] \quad (3.18)$$

3.1 Cálculo Elétrico

3.1.8. Distância Geométrica entre Fases

Na Figura 3.1 encontra-se representada a disposição geométrica dos condutores, convencionalmente utilizada, para uma linha dupla.

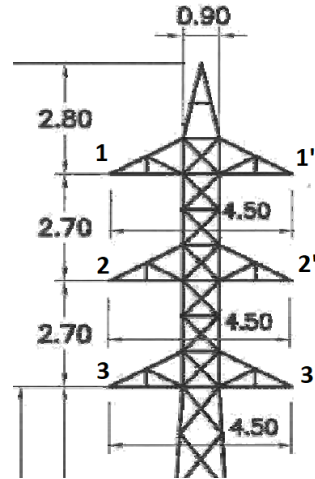


Figura 3.1: Distâncias geométricas entre fases para o poste metálico tipo F95CD

A distância equivalente entre os condutores é calculada pelas seguintes expressões:

Linha simples:

$$D = \sqrt[3]{D_{12} * D_{23} * D_{13}} \text{ [mm]} \quad (3.19)$$

Sendo:

$$D_{12} = \sqrt{a^2 + (2 * d)^2} \text{ [mm]} \quad (3.20)$$

$$D_{13} = 2 * a \text{ [mm]} \quad (3.21)$$

$$D_{23} = \sqrt{a^2 + (2 * d)^2} \text{ [mm]} \quad (3.22)$$

Linha dupla:

$$D = \sqrt[3]{D_1 * D_2 * D_3} \text{ [mm]} \quad (3.23)$$

Sendo:

$$D_1 = \frac{\sqrt{D_{12} * D_{12}' * D_{13} * D_{13}'}}{D_{11}'} \text{ [mm]} \quad (3.24)$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{D_{21} * D_{21}' * D_{23} * D_{23}'}}{D_{22}'} [mm] \quad (3.25)$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{D_{31} * D_{31}' * D_{32} * D_{32}'}}{D_{33}'} [mm] \quad (3.26)$$

3.1.9. Transmissão de Energia em Regime Permanente

3.1.9.1. Impedância Característica

A impedância característica diz respeito à relação entre a tensão e a intensidade de corrente, em todos os pontos de uma linha de comprimento infinito, sendo que esta relação tem um valor constante ao longo da linha de transmissão [21].

A impedância característica é dada pela expressão (3.27):

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} [\Omega] \quad (3.27)$$

Onde:

- \bar{Z} – Impedância [Ω/km];
- \bar{Y} – Admitância [Ω/km].

Numa linha aérea os valores relativos ao módulo da impedância característica devem variar entre os 300 e 450 Ω e o respetivo argumento, designado desfasagem característica, é sempre negativo, situando-se, normalmente, entre os -4° e -11° [22].

3.1.9.2. Perdas de Energia

Um dos cálculos elétricos mais importantes em qualquer linha de transporte é o das perdas de energia. Uma linha de transporte tem como objetivo oferecer um serviço elétrico com fiabilidade e garantias ao consumidor, sendo para isso necessário que, durante o seu dimensionamento, se tente obter o menor valor de perdas possíveis. Está, também, estipulado um limite de perdas máximo admissíveis por lei para linhas AT.

As perdas de energia, por efeito de Joule, são obtidas recorrendo-se à expressão (3.28):

$$p = n * R * I^2 [W] \quad (3.28)$$

Onde:

- n – Número de condutores da linha;

3.2 Cálculo Mecânico

- R – Resistência elétrica do condutor [Ω];
- I – Intensidade de corrente da linha [A].

Em valores percentuais, as perdas de energia são dadas pela expressão (3.29):

$$p_{\%} = \frac{p}{S * \cos(\varphi)} * 100 [\%] \quad (3.29)$$

Onde:

- p – Perdas por fase [W];
- S – Potência aparente a transmitir pela linha [VA];
- $\cos(\varphi)$ – Fator de potência, que normalmente toma o valor de 0,9.

3.1.9.3. Queda de Tensão

A queda de tensão está dependente da resistência elétrica e da reactância indutiva da linha, e é proporcional ao comprimento da linha.

A queda de tensão entre as duas extremidades da linha é dada pela expressão (3.30):

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * (R * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi)) [V] \quad (3.30)$$

Onde:

- I – Intensidade de corrente [A];
- R – Resistência elétrica do condutor [Ω];
- $\cos(\varphi)$ – Fator de potência;
- X – Reactância elétrica do condutor [Ω].

Em valores percentuais, a queda de tensão é dada pela expressão (3.31):

$$U = \frac{\Delta U}{U} * 100 [\%] \quad (3.31)$$

A queda de tensão deve ser necessariamente inferior a 5% da tensão nominal da linha.

3.2. Cálculo Mecânico

3.2.1. Objetivo

Para se garantir a segurança e estabilidade de uma linha aérea é fundamental realizar o seu cálculo mecânico, podendo esta etapa ser subdividida em duas: os cálculos mecânicos

relativos aos cabos e os dos apoios. Dada a importância do comportamento mecânico dos cabos, o estudo, referente a estes, deve ser o primeiro a realizar-se, em termos de cálculos mecânicos, uma vez que condiciona todos os restantes elementos de uma linha.

Através da realização desta etapa, é possível assegurar que todos os esforços mecânicos verificados ao longo da linha são suportados, para os diversos estados atmosféricos verificados, através da avaliação feita aos impactos criados na linha pelas condições atmosféricas a que esta está sujeita, como as variações do vento e variações de temperatura existentes [2] [4].

Os objetivos associados ao cálculo mecânico são os seguintes [2]:

- Dimensionar a tensão mecânica exercida pelos condutores, no ato da montagem da linha, levando em conta as condições climatéricas que se verificarem naquele momento, de forma a se garantir que, em condições atmosféricas diferentes das da instalação, estes sejam capazes de se manterem operacionais, sem risco de rotura;
- Determinar o parâmetro das catenárias de todos os cantões e, posteriormente, aplicá-los no traçado da linha;
- Determinar e verificar se a linha cumpre todas as distâncias mínimas de segurança regulamentares entre os condutores e os elementos presentes no seu meio envolvente, no local onde esta será inserida;
- Garantir que os condutores, tanto à esquerda ou à direita do apoio, estejam devidamente afastados, de maneira a que sejam evitadas situações de contatos que originem curto-circuitos fase-fase;
- Determinar a altura dos apoios, de forma a garantir que os condutores não se mantenham relativamente próximos dos objetos situados ao redor da linha;
- Dimensionamento da estabilidade dos apoios, e escolha dos mesmos de acordo com a tabela dos fabricantes.

3.2.2. Influência dos Agentes Externos e dos Cabos sobre a Linha

Durante o seu tempo de vida útil a linha irá estar, constantemente, a sofrer ações provenientes dos elementos que a constitui ou dos elementos externos. Estas ações podem ser classificadas como [23]:

3.2 Cálculo Mecânico

- Ações permanentes: ações horizontais devidas às componentes horizontais das trações máximas a que os condutores estão sujeitos, e às ações verticais provocadas pelo seu próprio peso.
- Ações variáveis: ações do vento e do gelo, assim como as variações de temperatura que ocorrem ao longo do dia e de estação para estação.

Os condutores e cabos de guarda, presentes numa linha aérea, estão, constantemente, a ser submetidos a solicitações mecânicas, provocadas pela influência do vento, temperatura, o peso de uma possível manga de gelo sobre eles e, também, o seu próprio peso.

A Figura 3.2, pretende exemplificar as forças exercidas num condutor.

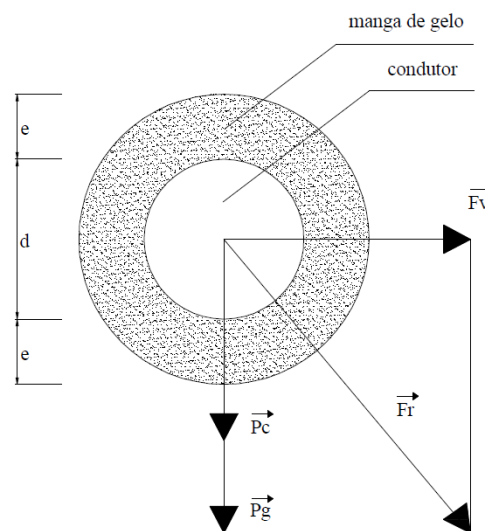


Figura 3.2: Representação das forças exercidas sobre um condutor [24]

Onde:

- e – Espessura da manga de gelo [m];
- d – Diâmetro do condutor [m];
- W_c – Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- W_g – Peso específico da manga de gelo por unidade de comprimento [daN/m];
- F_v – Força do vento exercida sobre o condutor e eventual manga de gelo [daN/m];
- F_r – Força resultante das diferentes ações impostas pelos agentes atmosféricos [daN/m].

A resultante das forças F_r , pode ser obtida através da aplicação do Teorema de Pitágoras:

$$F_r = \sqrt{(W_c + W_g)^2 + F_v^2} \text{ [daN/m]} \quad (3.32)$$

3.2.2.1. Ação do Vento

A passagem do vento sobre os condutores e restantes elementos da linha manifesta-se sobre a forma de pressão, originada pela resistência encontrada quando este atinge a superfície desses elementos. A pressão é proporcional à velocidade do vento e, para efeitos de cálculos, considera-se que esta atua na direção normal à superfície dos condutores, introduzindo-se desta forma uma ação transversal que se transmite e deve ser absorvida pelos apoios. De acordo com o Artigo nº 10 do RSLEAT o esforço unitário devido ao vento é obtido através da expressão (3.33) [5]:

$$Fv = \alpha * c * q * (d + 2 * e) \text{ [daN/m]} \quad (3.33)$$

Onde:

- α – Coeficiente de redução ou fator aerodinâmico;
- c – Coeficiente de forma;
- q – Pressão Dinâmica do Vento [daPa];
- d – Diâmetro do condutor [m];
- e – Espessura da manga de gelo [m];

a) Coeficiente de Redução ou Fator Aerodinâmico

O coeficiente de redução traduz o facto de o vento não ter uma velocidade constante ao longo da linha. Desta forma este toma valores diferentes para os elementos da linha [5]:

- 0,6 para condutores e cabos de guarda;
- 1 para os apoios, travessas e isoladores).

b) Coeficiente de Forma

O coeficiente de forma pretende traduzir a rugosidade do elemento atingindo pelo vento. Embora os condutores sejam de forma cilíndrica, a sua secção é irregular, sendo esta irregularidade mais notável quanto menor for o diâmetro do condutor. Assim sendo, o valor que o coeficiente toma está dependente do diâmetro do condutor, como se pode verificar na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Coeficiente de forma para os condutores e cabos de guarda [3]

Elemento	Diâmetro – D [mm]	Coeficiente de Forma – c
Condutores nus e cabos de guarda	Até 12,5	1,2
	De 12,5 até 15,8	1,1
	Acima de 15,8	1,0

c) Pressão Dinâmica do Vento

Os valores da pressão dinâmica do vento estão dependentes da altura acima do solo a que se encontra o elemento da linha sobre o qual se pretende calcular a ação do vento. Estes valores estão representados na Tabela 3.2, a seguir apresentada [4] [5]:

Tabela 3.2: Pressão dinâmica do vento consoante a altura acima do solo [5]

Altura Acima do Solo (m)	Pressão Dinâmica q (daPa)	
	Vento Máximo Habitual	Vento Reduzido
Até 30	75	30
De 30 a 50	90	36
Acima de 50	105	42

Para zonas costeiras, numa faixa de 5 km, e para zonas situadas a uma altitude superior a 600 m, recomenda-se que seja acrescido 20% ao valor da pressão dinâmica do vento.

Tabela 3.3: Pressão dinâmica do vento em alturas acima de 600 m em relação ao nível do mar [5]

Altura Acima do Solo (m)	Pressão Dinâmica q (daPa)	
	Vento Máximo Habitual	Vento Reduzido
Até 30	90	36
De 30 a 50	108	43,2
Acima de 50	126	50,4

3.2.2.2. Ação do Gelo

Em zonas propícias à formação de gelo, normalmente, verifica-se a criação de uma manga de gelo em torno dos condutores e cabos de guarda, que afetará não apenas o seu peso, mas também a área exposta à ação do vento.

O RSLEAT recomenda considerar como zonas de gelo as regiões de altitude superior a 700 m situadas nos seguintes concelhos portugueses: Braga, Bragança, Castelo Branco, Coimbra, Guarda, Portalegre, Porto, Viana do Castelo, Vila Real, Viseu.

Para efeitos de cálculos deve-se considerar que a espessura da manga de gelo é uniforme, tendo como valor mínimo 10 mm, devendo-se considerar valores superiores sempre que necessário em função dos locais e da experiência vivida em cada região. Considera-se também uma densidade de 0,9 para o gelo, que equivale a um peso específico de 900 kg/m³.

Tendo-se em conta estas considerações, o valor do peso específico do gelo W_g é calculado através da expressão (3.34):

$$W_g = \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2 * e)^2 - d^2] \text{ [daN/m]} \quad (3.34)$$

Onde:

- ρ – Peso específico volumétrico do gelo, igual a 900 [kg/m³];
- d – Diâmetro do condutor [m];
- e – Espessura da manga de gelo [m];

3.2.2.3. Ação da Variação da Temperatura

Ao longo do ano, uma linha área fica sujeita a variações de temperatura acentuadas, uma vez que estas são instaladas no exterior e expostas às condições atmosféricas.

Na Tabela 3.4 estão apresentados os valores das temperaturas para os diferentes estados atmosféricos, segundo o RLSEAT [5].

Tabela 3.4: Valores de temperatura em função dos estados atmosférico

Estado Atmosférico	Temperatura (°C)	
	Sem Gelo	Com Gelo
Inverno	-5	-10
Primavera	+15	-----
Verão	+65 (+80 EDP)	-----

3.2.2.4. Ação do Peso do Próprio Cabo

O peso específico do condutor W_c , como o nome indica, diz respeito à ação gravítica exercida sobre o cabo. Este valor vem sempre referenciado nas tabelas das características dos condutores, provenientes dos fornecedores.

No entanto, também é possível calcular o seu valor através da equação (3.35):

$$W_c = \omega_v * \sigma \quad (3.35)$$

Onde:

- ω_v – Peso específico volumétrico da substância de que o condutor é constituído [kg/mm²];
- σ – Secção do condutor [mm²].

3.2.3. Tensões Mecânicas Máximas

A tensão mecânica máxima de serviço a aplicar ao longo da linha é uma componente essencial a ser definida, sendo, por isso, definida logo no início do cálculo mecânico, uma

3.2 Cálculo Mecânico

vez que esta componente irá influenciar todo o restante projeto. Esta tensão diz respeito ao valor máximo que os condutores conseguem suportar sem que haja risco de rutura. O seu valor pode ser calculado através do quociente das tensões de rutura dos condutores sobre 2,5, como se pode verificar na expressão seguinte:

$$t_{max} = \frac{t_{rutura}}{2,5} = \frac{T_{rutura}}{\sigma * 2,5} \text{ [daN/mm}^2\text{]} \quad (3.36)$$

Onde:

- t_{rutura} – Tensão de rutura do condutor [daN/mm²];
- T_{rutura} – Tensão de rutura [daN];
- σ – Secção do condutor [mm²].

Partindo-se do valor obtido da tensão mecânica máxima, é possível escolher um valor para a tensão mecânica máxima de serviço, que irá ser aplicado ao longo da linha, tendo este, necessariamente, que ser inferior ao valor da tensão máxima admissível.

$$t_{serv} \leq t_{max} \text{ [daN/mm}^2\text{]} \quad (3.37)$$

Os valores da tensão máxima de serviço são escolhidos pelos projetistas em função do traçado da linha, tendo em conta as suas particularidades, como a existência, ou não, de manga de gelo, terreno irregular, etc.

Como forma de aproveitamento dos condutores, é proveitoso que o valor da tensão de serviço a utilizar seja o mais próximo da tensão mecânica máxima admissível, de maneira a que o parâmetro P da catenária seja o maior possível (3.47). No entanto, ao se proceder desta forma os esforços verificados nos apoios serão muito elevados, fazendo com que estes não sejam capazes de os suportar. Deste modo, escolhe-se sempre uma tensão que não coloque em perigo os cabos e não solicite em demasia os apoios.

Assim sendo, o valor mais comum das tensões de serviço a adotar nos condutores, utilizados na EDP, para os vãos situados ao longo da linha, varia entre os 7 e 12 daN/mm² e, para os cabos de guarda entre os 10 e 17 daN/mm².

No primeiro e último vão da linha, como se trata de vãos que terão apoios de fim de linha e, estes suportam a totalidade dos esforços, os valores das tensões serão inferiores aos verificados nos restantes vãos.

Por fim, nas ligações dos apoios de fim de linha aos pórticos das subestações é utilizado um valor de tensão, para os condutores, entre os 0,5 e 1,0 daN/mm² e, para os cabos de guarda entre os 1 e 2 daN/mm² [2] [24].

3.2.4. Estados Atmosféricos

Uma linha está sempre sujeita a ações exercidas pelos agentes atmosféricos, independentemente da zona onde esta se situe, nomeadamente: ventos, temperaturas e em determinadas situações a formação de uma manga de gelo.

Definiram-se, assim, três estados atmosféricos tipo, considerados os mais desfavoráveis a que os condutores podem estar sujeitos, uma vez que estes últimos são os elementos mais afetados com essas ações.

O estado de Inverno caracteriza-se pela temperatura mais baixa que é possível atingir de entre os estados (-5°C ou -10°C em zonas de gelo), uma eventual formação de manga de gelo e vento reduzido.

O estado de Primavera é conhecido como o estado de vento máximo e temperatura média de 15°C.

Por fim, o estado de Verão, o estado de flecha máxima, uma vez que é caracterizado pela temperatura máxima previsível para a região onde a linha será implementada (+65°C, contudo a EDP-Distribuição utiliza o valor de +80°C para linhas AT). Vento e gelo são inexistentes neste estado.

3.2.4.1. Coeficiente de Sobrecarga

O coeficiente de sobrecarga m , relativo a um dado estado atmosférico, é definido como a relação entre a intensidade da solicitação resultante F_r e o peso próprio linear do condutor W_c , sendo, assim, este obtido através da expressão (3.38):

$$m = \frac{F_r}{W_c} = \frac{\sqrt{(W_c + W_g)^2 + F_v^2}}{W_c} \quad (3.38)$$

Assim, é possível calcular os coeficientes de sobrecarga para os diferentes estados atmosféricos:

Para o estado de Inverno a expressão mantém-se igual, podendo ter ou não a componente relativa ao gelo, consoante seja considerada a sua existência na linha.

$$m_1 = \frac{F_r}{W_c} = \frac{\sqrt{(W_c + W_g)^2 + F_v^2}}{W_c} \quad (3.39)$$

No estado de Primavera, uma vez que não existe gelo, a expressão toma a seguinte forma:

$$m_2 = \frac{F_r}{W_c} = \frac{\sqrt{(W_c + 0)^2 + F_v^2}}{W_c} \quad (3.40)$$

No estado de Verão, uma vez que não existe gelo nem vento, o coeficiente tomará o valor de 1, como se pode verificar de seguida:

$$m_3 = \frac{F_r}{W_c} = \frac{\sqrt{(W_c + 0)^2 + 0^2}}{W_c} = 1 \quad (3.41)$$

3.2.4.2. Equação dos Estados

A equação dos estados permite calcular a tração a que estão sujeitos os condutores de uma linha aérea num determinado estado atmosférico, para um determinado vão. Para que tal seja possível, é necessário que se conheçam as características dos condutores, os valores das temperaturas e dos coeficientes de sobrecarga em ambos os estados atmosféricos e o valor da tração a que estão sujeitos os condutores num desses estados. A expressão (3.42) representa a dita equação:

$$\theta_i + \frac{t_i}{\alpha * E} - \frac{m_i^2 * W_c^2 * L^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_i^2} = \theta_k + \frac{t_k}{\alpha * E} - \frac{m_k^2 * W_c^2 * L^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_k^2} \quad (3.42)$$

Onde:

- θ_i e θ_k – Temperatura no estado i e k [°C];
- t_i e t_k – Tensão mecânica do condutor no estado atmosférico i e k [daN/mm²];
- m_i e m_k – Coeficientes de sobrecarga dos estados atmosféricos i e k ;
- W_c – Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- L – Comprimento do vão [m];
- α – Coeficiente de dilatação linear térmica do cabo [°C⁻¹];
- σ – Secção do condutor [mm²];
- E – Módulo de elasticidade ou módulo de Young [daN/mm²].

3.2.4.3. Determinação da Tensão de Montagem

Durante uma operação de montagem e de regulação mecânica dos condutores numa linha aérea, há regras que têm que ser cumpridas para que o bom funcionamento da linha não seja comprometido.

Uma vez que este trabalho se trata de uma operação delicada, é necessário que este decorra sem a presença de gelo e inexistência de vento. O estado atmosférico considerado para a realização desta operação tem que conduzir a um coeficiente de sobrecarga unitário, sendo assim escolhido o estado de Verão.

Através da equação dos estados, exemplificada na expressão (3.42), é possível determinar-se a tensão para o dia da montagem. Ao variar-se a temperatura compara-se o estado mais desfavorável com o estado de Verão, de modo a se saber as várias condições possíveis na altura da montagem. Para se determinar o estado mais desfavorável é necessário saber, previamente, os valores dos coeficientes de sobrecarga dos estados de Inverno e Primavera e do eventual vão crítico [2].

a) Vão Crítico

De entre os três estados atmosféricos, acima considerados, um deles será o mais desfavorável, no que diz respeito a sujeitar os condutores à tração mais elevada. O mais favorável será o estado de Verão, visto que com a inexistência de vento e gelo e, como a temperatura é a mais elevada, os condutores irão dilatar, aumentando o comprimento do arco da catenária e, conseqüentemente, diminuindo a tração.

Contrariamente, no estado da Primavera com a existência de ventos fortes e intensos e, no estado de Inverno com a possível formação de manga de gelo, os condutores ficam sujeitos a esforços mecânicos superiores, aumentando assim a tração. Deste modo, a escolha do estado mais desfavorável reside sempre entre estes dois, sendo assim necessário estabelecer um vão crítico, que servirá de auxílio para determinar qual o pior estado atmosférico.

O vão crítico L_{cr} é o vão para o qual os condutores, num dos dois estados menos favoráveis (Inverno ou Primavera) e sob a tração de serviço máxima t_{serv} , atingem a mesma tração de serviço máxima t_{serv} quando sujeitos às condições de outro desses dois estados.

Assim sendo, é possível, através da equação dos estados (3.42), obter o vão crítico quando esta é aplicada aos estados de Inverno e Primavera, considerando-se que ambos os estados estão à tração de serviço máxima $t_m = t_k = t_{serv}$ e que $L = L_{cr}$, obtendo-se a seguinte igualdade:

3.2 Cálculo Mecânico

$$\theta_1 + \frac{t_1}{\alpha * E} - \frac{m_1^2 * W_c^2 * L_{cr}^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_{serv}^2} = \theta_2 + \frac{t_2}{\alpha * E} - \frac{m_2^2 * W_c^2 * L_{cr}^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_{serv}^2} \quad (3.43)$$

Resolvendo em ordem a L_{cr} , obtém-se:

$$L_{cr} = \frac{\sigma * t_{serv}}{W_c} * \sqrt{\frac{24 * \alpha * (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}} \quad (3.44)$$

Onde:

- σ – Secção do condutor [mm^2];
- t_{serv} – Tensão mecânica máxima de serviço [daN/mm^2];
- W_c – Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- θ_1 – Temperatura no estado de Inverno [$^{\circ}\text{C}$];
- θ_2 – Temperatura no estado de Primavera [$^{\circ}\text{C}$];
- m_1 – Coeficiente de sobrecarga associado ao estado de Inverno;
- m_2 – Coeficiente de sobrecarga associado ao estado de Primavera.

De notar que a temperatura no estado de Primavera é sempre superior à do estado de Inverno, logo, através da equação verifica-se que o vão crítico só é real se o coeficiente de sobrecarga relativo ao estado de Primavera, m_2 , for superior ao do estado de Inverno, m_1 .

b) Vão Equivalente Fictício

Segundo o RSLEAT, um vão equivalente representa um vão fictício no qual as variações da tensão mecânica, devido às variações da carga e da temperatura, são sensivelmente iguais às dos vãos reais do cantão. Denomina-se por cantão um conjunto de vãos que estão compreendidos entre dois apoios de amarração. Assim, a força de tração aplicada num ponto de amarração é transmitida vão a vão, até ao outro apoio de amarração. Todos os cantões têm um comportamento similar a um único vão, cujos comprimentos podem ser deduzidos, sendo designados por vãos equivalentes.

O vão equivalente L_{eq} de um cantão é dado pelas expressões (3.45) e (3.46):

Para zonas em patamar:

$$L_{eq} = \sqrt{\frac{\sum_1^N L_i^3}{\sum_1^N L_i}} [m] \quad (3.45)$$

Onde:

- $\sum_1^N L_i$ - Somatório dos vãos pertencentes ao cantão [m];

Para zonas com desníveis:

$$L_{eq} = \frac{\sum_1^N b_i}{\sum_1^N L_i} * \sqrt{\frac{\sum_1^N \frac{L_i^5}{b_i^2}}{\sum_1^N L_i}} [m] \quad (3.46)$$

Onde:

- $b_i = \sqrt{L_i^2 + h_i^2}$ [m], em que h corresponde à diferença de cotas dos apoios, com altura do apoio incluída.

Para o cálculo das trações de um determinado cantão, utiliza-se o valor do seu vão equivalente e não os valores da cada um dos diferentes vãos que o compõem.

De destacar que existem duas regras, não obrigatórias, mas de boa prática do projetista:

- Utilizar ao longo da linha, maioritariamente, apoios com cadeias de suspensão. Contudo, não projetar cantões com mais de quinze vãos, sendo no mínimo necessário colocar um apoio de amarração a cada quinze vãos;
- Num cantão, distanciar os apoios de forma a que o comprimento dos vãos não seja inferior a 75% e superior a 125% do vão equivalente.

c) Estado Mais Desfavorável

Determinados os coeficientes de sobrecarga, o vão equivalente e o vão crítico estão encontradas as condições para se determinar qual o estado atmosférico mais desfavorável.

Primeiramente, compara-se os valores dos coeficientes de sobrecarga dos estados relativos ao Inverno e Primavera. Se nesta situação o valor do coeficiente no Inverno for superior ao do valor na Primavera, não será necessário saber o valor do vão crítico, uma vez que este será de valor imaginário. Caso se verifique o contrário, é obrigatório determinar os valores do vão crítico e do vão equivalente de um cantão.

Por norma recorre-se a uma árvore de decisão, apresentada na Figura 3.3, que permite determinar facilmente qual o estado mais desfavorável.

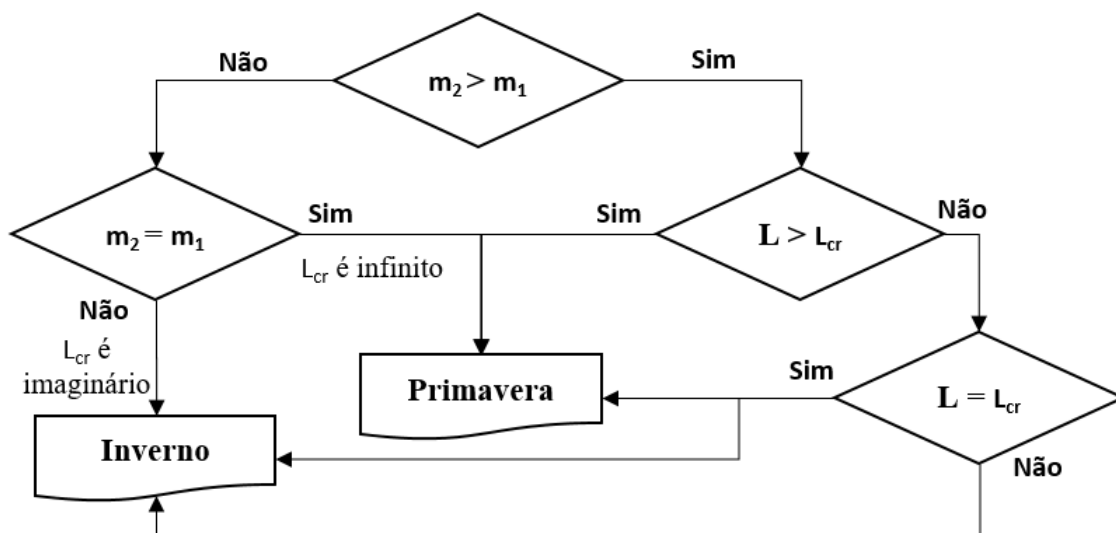


Figura 3.3: Diagrama de decisão do estado mais desfavorável

Sabendo que m_1 e m_2 correspondem aos coeficientes de sobrecarga do Inverno e Primavera, respetivamente, e interpretando a árvore de decisão acima ilustrada, obtêm-se as seguintes conclusões:

- Quando $m_1 = m_2$, o vão crítico é infinito e, o estado mais desfavorável é o da Primavera;
- Quando $m_1 > m_2$, o vão crítico é imaginário e, o estado mais desfavorável é o de Inverno;
- Quando se verifica que existem vãos inferiores ao vão crítico ($L < L_{cr}$), o estado mais desfavorável é o de Inverno;
- Quando se verifica que existem vãos superiores ao vão crítico ($L > L_{cr}$), o estado mais desfavorável é o da Primavera.

3.2.5. Parâmetro da Catenária e Flecha

Ao considerar-se os condutores das linhas aéreas, quando apoiados em apoios, homogéneos, perfeitamente flexíveis e inextensíveis, é possível determinar a sua curva de equilíbrio, a catenária. Contudo, trata-se apenas de uma aproximação, visto que na realidade, os condutores utilizados nas linhas não são perfeitamente flexíveis e são elasticamente deformáveis, para além de que, também estão sujeitos à ação de ventos irregulares, que lhes confere uma dupla curvatura e movimento.

Mesmo assim, a catenária é a melhor aproximação da curva de equilíbrio feita pelos condutores, quando suspensos por dois apoios, obtendo-se, para efeitos de cálculos, um erro suficientemente pequeno para ser desprezado.

A expressão matemática da catenária é dada pela expressão (3.47):

$$y = P * \cosh\left(\frac{x}{P}\right) - P \quad (3.47)$$

Onde:

- P – Parâmetro da catenária [m];
- x – Distância medida em projeção horizontal entre o ponto em que a tangente à curva é horizontal e um ponto qualquer da catenária [m];
- y – Distância medida em projeção vertical entre o ponto em que a tangente à curva é horizontal e um ponto qualquer da catenária [m].

O parâmetro da catenária é dado pela expressão (3.48):

$$P = \frac{t_i * \sigma}{W_c} [m] \quad (3.48)$$

Onde:

- t_i – Tensão de montagem do condutor [daN/mm²];
- σ – Secção do condutor [mm²];
- W_c – Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m].

O parâmetro P da catenária, representa geometricamente o raio de curvatura no ponto onde a tangente à curva é horizontal. De notar que, em termos matemáticos, a catenária é uma curva de difícil tratamento, uma vez que se trabalha com cossenos hiperbólicos. Deste modo, encontrou-se um novo método, que permite contornar esse problema, recorrendo-se a uma aproximação parabólica.

3.2.5.1. Aproximação Parabólica

Através do desenvolvimento do cosseno hiperbólico, da expressão da catenária (3.47), numa série de Mac-Laurin, obtém-se a seguinte expressão (3.49):

$$y = P \left(1 + \frac{x^2}{2 * P^2} + \frac{x^4}{2! * P^4} + \dots \right) - P \quad (3.49)$$

Desprezando-se os termos de ordem superior a 2, obtém-se uma parábola, com uma razoável aproximação à curva catenária, sendo assim utilizada no cálculo das linhas aéreas:

$$y = \frac{x^2}{2 * P} \quad (3.50)$$

3.2 Cálculo Mecânico

Na Figura 3.4 é possível comparar as duas curvas, onde se pode verificar a aproximação entre ambas.

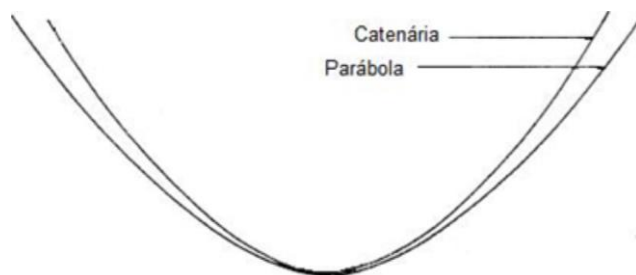


Figura 3.4: Representação da curva da parábola e da catenária [21]

Esta nova curva parabólica pode ser aplicada aos dois tipos de vãos, nível e desnível, embora na prática raramente se encontra uma situação em que o vão se encontre, exatamente, nivelado.

3.2.5.2. Vãos de Nível

Nos vãos de nível, os condutores encontram-se suspensos em dois apoios, estando estes últimos ao mesmo nível. Na Figura 3.5 encontra-se representado um vão de nível. A curva descrita pelos condutores é simétrica, sendo o ponto O , o seu ponto mais baixo e o vértice da curva a meio do vão.

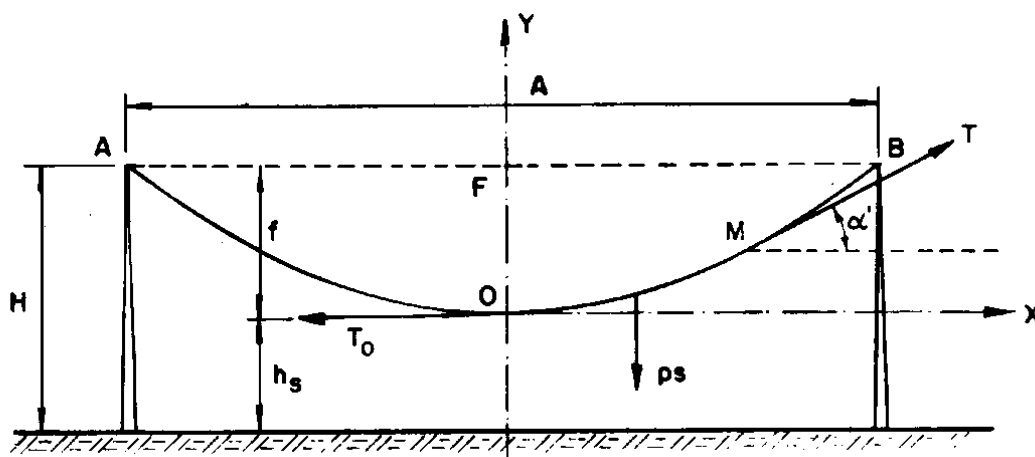


Figura 3.5: Vão de Nível [4]

Assim, recorrendo à expressão parabólica e, considerando que a flecha a meio vão se obtém em função de $x=L/2$, onde L é o comprimento do vão, obtêm-se a seguinte expressão matemática:

$$y = \frac{\left(\frac{L}{2}\right)^2}{2 * P} = \frac{L^2}{8 * P} \Leftrightarrow f = \frac{L^2}{8 * P} \quad (3.51)$$

Substituindo P , pela expressão do parâmetro da catenária obtém-se a seguinte simplificação:

$$f = \frac{m * W_c * L}{8 * \sigma * t_i} [m] \quad (3.52)$$

Onde:

- m – Coeficiente de sobrecarga;
- L – Comprimento do vão [m];
- σ – Secção do condutor [mm²];
- W_c – Peso próprio do cabo [daN/m];
- t_i – Tensão de montagem do cabo à temperatura i [daN/mm²].

3.2.5.3. Vãos de Desnível

Nos vãos em desnível, como o próprio nome indica, existe um desnível do terreno entre os dois apoios, que sustentam os condutores. Assim, a curva descrita pelos condutores deixa de ser simétrica, sendo necessário recorrer, novamente, à expressão da catenária com uma mudança de coordenadas no ponto de origem.

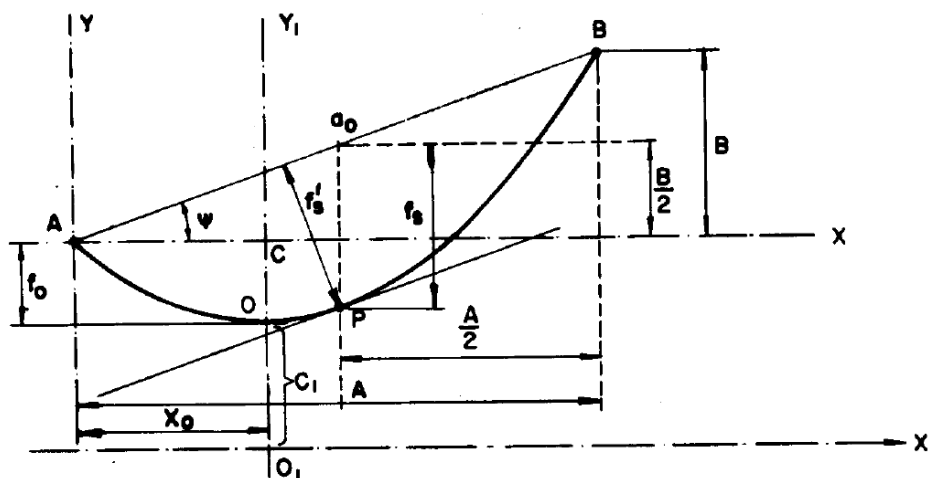


Figura 3.6: Vão desnivelado [4]

Partindo da expressão da curva catenária, considerando como origem o ponto O , temos:

$$y_1 = P * \cosh * \frac{x_1}{P} \quad (3.53)$$

Realiza-se uma mudança de coordenadas, de modo a que o ponto A passe a ser a nova origem:

$$y - y_1 = P * \cosh * \frac{x - x_1}{P} \quad (3.54)$$

3.2 Cálculo Mecânico

Substituindo-se y_l pela sua expressão obtém-se uma nova para a curva da catenária:

$$y = P * \left(\cosh * \frac{x - x_1}{P} - \cosh * \frac{x_1}{P} \right) \quad (3.55)$$

Desenvolvendo, novamente, esta expressão através da série hiperbólica, limitando-a apenas ao seu primeiro termo, obtém-se uma parábola com origem no ponto A e que passa em B :

$$y = \frac{x^2}{2 * P} - \frac{x * x_1}{P} \quad (3.56)$$

Como as coordenadas do ponto B são (L, h) , é possível calcular o ponto mais baixo da curva x_l :

$$h = \frac{L^2}{2 * P} - \frac{L * x_1}{P} \Leftrightarrow x_1 = \frac{L}{2} - P * \frac{h}{L} [m] \quad (3.57)$$

Substituindo-se x_l pela sua expressão na equação da parábola obtida para vãos desnivelados obtém-se:

$$y = \frac{x^2}{2 * P} - \left(\frac{L}{2 * P} - \frac{h}{L} \right) * x \quad (3.58)$$

Para se obter uma melhor aproximação do valor da flecha, recorre-se ao peso linear do cabo W_c sob os segmentos \overline{AB} e \overline{AF} , de comprimento L e L_l , respetivamente.

$$L = L_l * \cos(\varphi) \Leftrightarrow W_c * L = W_c * L_l * \cos(\varphi) \quad (3.59)$$

Assim, o peso linear do cabo, referente ao segmento \overline{AF} é dado por $\frac{W_c}{\cos(\varphi)}$. Substituindo $P = \frac{t_i * \sigma}{W_c}$ por $P * \cos(\varphi)$ na expressão da flecha, sabendo que $L = L_l * \cos(\varphi)$ chega-se a uma nova expressão, que será utilizada para vãos desnivelados:

$$f = \frac{L * L_l}{8 * P} = \frac{m * W_c * L * L_l}{8 * \sigma * t_i} [m] \quad (3.60)$$

3.2.5.4. Apoio Enforcado

Numa situação em que exista um apoio de suspensão, com um declive acentuado em relação aos dois vãos a ele ligados, há a possibilidade de ocorrer o enforcamento da cadeia de isoladores, ou seja, a cadeia fica sujeita a uma força ascendente, normalmente, no estado de Inverno, uma vez que é nesse estado que os vãos conseguem atingir as suas flechas mínimas. A Figura 3.7 ilustra uma situação de apoio enforcado:

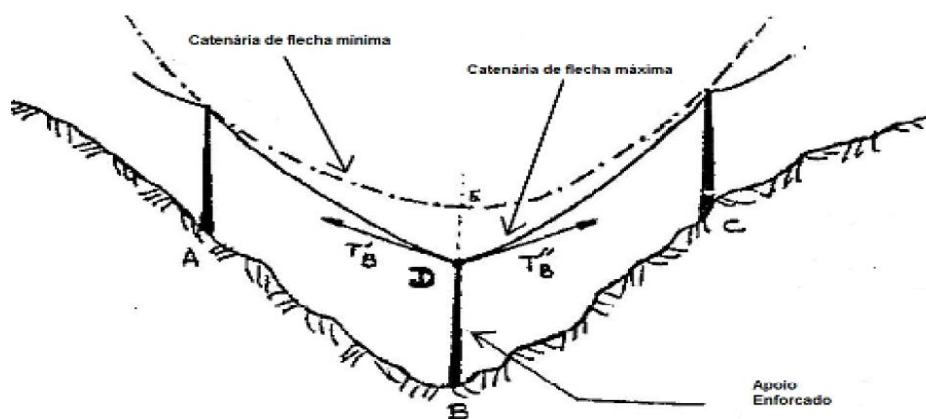


Figura 3.7: Apoio enforcado [12]

Considerando a figura acima, ocorre uma situação de enforcamento sempre que a cota do ponto E for superior à do ponto D . Nestes casos, a cadeia de isoladores de suspensão, deve ser substituída por uma cadeia de isoladores de amarração [12].

3.2.6. Desvio Transversal nas Cadeias de Isoladores

As cadeias de isoladores de suspensão quando sujeitas à ação do vento sofrem oscilações, havendo assim a possibilidade de estas se aproximarem perigosamente dos apoios, podendo os condutores entrarem em contato com estes. Assim, é essencial proceder-se ao cálculo do desvio transversal das cadeias de isoladores, afim de verificar que esta não ultrapassa o desvio máximo admissível de 60 graus. A Figura 3.8 ilustra o desvio de uma cadeia de isoladores, com comprimento S_l , provocada pelo vento, bem como as forças aplicadas na mesma.

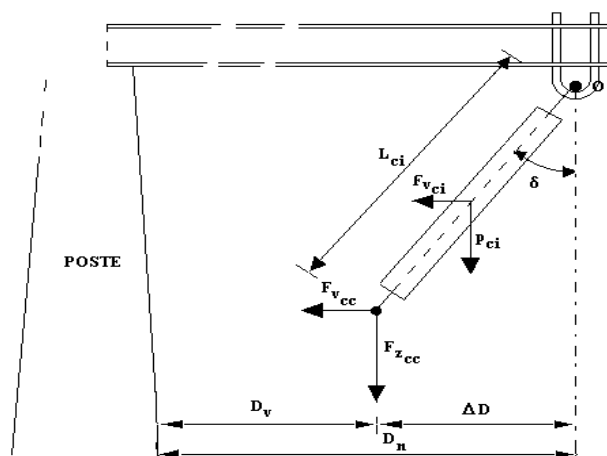


Figura 3.8: Desvio transversal de uma cadeia de isoladores [4]

Verificam-se as seguintes forças:

- $F_{V_{cd}}$ – Força exercida pelo vento sobre o cabo condutor [daN];

3.2 Cálculo Mecânico

- $F_{V_{isol}}$ – Força exercida pelo vento sobre a cadeia de isoladores [daN];
- P_{cd} – Peso do condutor [daN];
- P_{isol} – Peso da cadeia de isoladores [daN].

O desvio transversal i é função da resultante do sistema de forças que está submetida a cadeia e é calculado a partir da expressão (3.61). Para este cálculo, utiliza-se metade do valor da pressão dinâmica do vento máximo habitual.

$$i = \tan^{-1} \left(\frac{F_{V_{cd}} + \frac{F_{V_{isol}}}{2}}{P_{cd} + \frac{P_{isol}}{2}} \right) \text{ [grados]} \quad (3.61)$$

No que diz respeito aos pesos dos condutores P_{cd} , há que ter em atenção que este não é facilmente obtido quando os vãos estão desnivelados, uma vez que o ponto de flecha máxima não corresponde ao ponto médio do vão considerado. Assim, será apresentada uma expressão que permite obter o peso real dos condutores sobre os apoios, consoante um dos dois tipos de desnivelamento que se possa apresentar, como se pode verificar de seguida.

Exemplo 1:

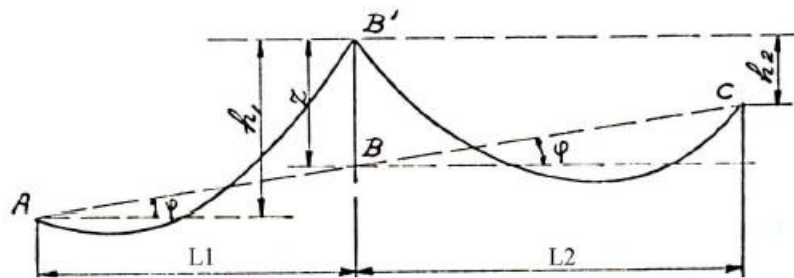


Figura 3.9: Representação de um desnivelamento relativo ao exemplo 1 [2]

Os condutores terão os seus pesos influenciados pelas distâncias dos vãos em si e, também, pelas trações aplicadas neles. Designando-se como P_1 e P_2 os pesos dos condutores e, T_1 e T_2 , as trações aplicadas a cada um dos vãos L_1 e L_2 , respetivamente, o seu valor é calculado da seguinte forma:

$$P_1 = W_c * \frac{L_1}{2} + T_1 * \frac{Z}{L_1} \text{ [daN]} \quad (3.62)$$

$$P_2 = W_c * \frac{L_2}{2} + T_2 * \frac{Z}{L_2} \text{ [daN]} \quad (3.63)$$

Uma vez que se tratam de cadeias de suspensão, as trações aplicadas nos condutores têm de ser iguais nos vãos adjacentes. Deste modo, é possível simplificar a expressão que calcula o peso real dos condutores:

$$P_{cd} = W_c * \frac{L_1 + L_2}{2} + T * \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right) [daN] \quad (3.64)$$

Onde:

- W_c – Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN / m].
- L_1 – Vão à esquerda do apoio em questão [m];
- L_2 – Vão à direita do apoio em questão [m];
- T – Tração máxima de serviço [daN/mm²];
- Z – Altura entre o ponto de fixação do apoio em que se pretende calcular o desvio e o ponto de intersecção da reta que une o apoio à esquerda com o apoio à direita [m].

Exemplo 2:

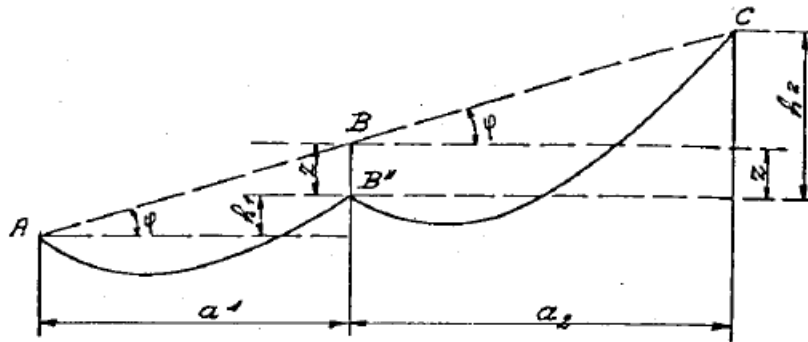


Figura 3.10: Representação de um desnível relativo ao exemplo 2 [2]

No caso em que o ponto de fixação dos condutores no apoio B' se encontra abaixo do segmento de reta que une os apoios A e C , é necessário alterar para negativo o sinal no termo $T * \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right)$ da expressão (3.64), obtendo-se então a expressão (3.65):

$$P_{cd} = W_c * \frac{L_1 + L_2}{2} - T * \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right) [daN] \quad (3.65)$$

3.2.7. Ângulo dos Condutores nas Fixações

Devido à forma de fixação dos condutores às cadeias de suspensão, o ângulo mínimo que devem formar no ponto de fixação é de 167 graus.

Na Figura 3.11 encontra-se representada uma cadeia de suspensão fixa a um condutor e o ângulo que este possui.

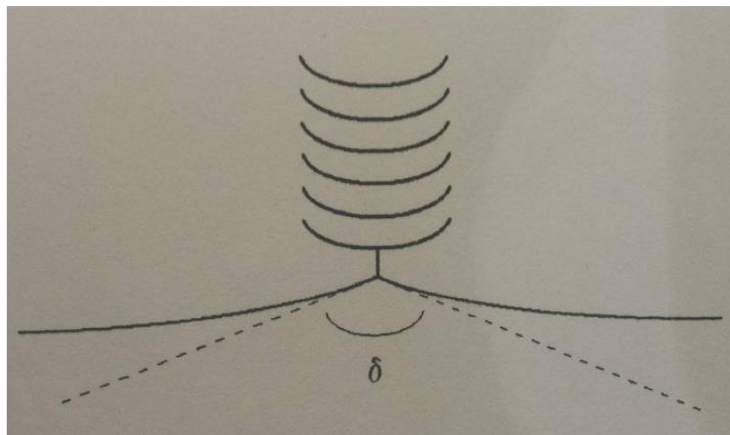


Figura 3.11: Ângulo dos condutores nas fixações [2]

O ângulo total formado pelo condutor na fixação é dado por:

$$\delta = 200 - (\delta_A + \delta_B) \text{ [grados]} \quad (3.66)$$

O ângulo de cada contribuição à esquerda e à direita dos condutores nas fixações é dado por:

$$\tan \delta_i = \frac{h \pm 4 * f}{L} \text{ [grados]} \quad (3.67)$$

Onde:

- h – Altura face ao ponto de fixação do condutor [m];
- f – Flecha [m];
- L – Comprimento do vão [m].

3.2.8. Distâncias de Segurança Regulamentares

O RSLEAT estipula distâncias mínimas de segurança que devem de existir entre os condutores e os inúmeros elementos que existem no seu meio envolvente. Menciona também, que os condutores são estabelecidos de modo a não serem atingíveis, sem meios especiais, de quaisquer lugares acessíveis a pessoas.

No projeto de uma linha, todos os elementos, exteriores a esta, que podem, de alguma forma, condicionar a colocação, ou a altura, dos diversos apoios, são assinalados durante a fase de levantamento topográfico. Exemplo desses elementos são as árvores, cursos de água, edifícios, linhas aéreas já existentes, entre outros.

Neste ponto serão expostos as distâncias mínimas entre os condutores e os diversos elementos encontrados no terreno, para o presente projeto.

3.2.8.1. Distância dos Condutores ao Solo

A distância mínima regulamentar entre os condutores das linhas aéreas e o solo, nas condições de flecha máxima, com ou sem interferência do vento, deve ser igual ou superior à distância D , em metros, dada pela expressão (3.68):

$$D = 6,0 + 0,005 * U [m] \quad (3.68)$$

Onde:

- U – Tensão Nominal [kV].

Através da expressão anterior, verifica-se que para uma linha aérea de alta tensão, de 60 kV, a distância mínima é de 6,3 m. No entanto, a EDP-Distribuição exige nos seus regulamentos, que esta distância tenha, no mínimo, um valor de 8 m [4]. Assim sendo, para o projeto realizado nesta dissertação, assumiu-se este último valor, aquando dos traçados dos vãos ao longo do terreno.

3.2.8.2. Distância dos Condutores a Obstáculos Diversos

Entende-se por obstáculos diversos os terrenos de declive muito acentuados, falésias, construções não acessíveis a pessoas, bem como partes salientes dos edifícios não suscetíveis de serem normalmente escaladas por pessoas, como por exemplo, para-raios, aparelhos de iluminação exterior.

Quando estes obstáculos atingem um nível, acima do solo, superior a 3 m, a distância mínima D , em metros, a que os condutores, em condições de flecha máxima e com ou sem interferência do vento, deverão manter destes obstáculos, é dada pela expressão (3.69):

$$D = 2,0 + 0,0075 * U \quad (3.69)$$

Onde:

- U – Tensão Nominal [kV].

Assim sendo, para uma tensão de 60 kV, a distância mínima será de 2,5 m. No entanto a EDP-Distribuição regulariza esse valor para 3,5 m, para linhas AT.

3.2.8.3. Distância entre Condutores

É necessário estabelecer uma distância mínima regulamentar para evitar que os condutores se aproximem perigosamente entre si, especialmente, em situações em que existam oscilações na linha causadas pelo vento, podendo em caso de contato originar um

3.2 Cálculo Mecânico

curto-circuito fase-fase, provocando problemas graves na linha e, conseqüentemente, afetando a qualidade de serviço da rede de distribuição de energia.

Em linhas onde a tensão nominal é superior a 40 kV (linhas de 3ª classe), a distância mínima é de pelo menos 0,50 m (0,70 m na EDP-Distribuição), podendo esta ser calculada pela expressão (3.70):

$$D = k * \sqrt{f + d} + \frac{U}{150} [m] \quad (3.70)$$

Onde:

- f – Flecha máxima do condutor [m];
- k – Coeficiente dependente da natureza dos condutores:
 - a) Condutores de cobre, bronze, aço e alumínio-aço – k = 0,6;
 - b) Condutores de alumínio e de ligas de alumínio – k = 0,7.
- d – Comprimento da cadeia de isoladores suscetíveis de oscilarem transversalmente à linha:
 - a) Cadeias de Amarração – d = 0 m;
 - b) Cadeias de Suspensão – d = 1,2 m.
- U – Tensão nominal da linha [kV];

Em zonas que não são propícias à formação de mangas de gelo, a distância entre condutores nus, poderá ser inferior ao valor obtido pela expressão anterior, desde que a distância entre os planos horizontais passando pelos respectivos pontos de fixação não seja menor que dois terços daquele valor.

3.2.8.4. Distância entre Condutores e o Cabo de Guarda

A distância mínima regulamentar entre os condutores e os cabos de guarda não deve ser inferior à distância mínima regulamentar entre condutores. Outra forma de verificar se a distância entre eles se encontra conforme é ver se a razão entre o parâmetro da catenária do condutor e a do cabo de guarda é igual ou inferior a 0,85.

3.2.8.5. Distância dos Condutores aos Cursos de Água não Navegáveis

A distância mínima entre os condutores de linhas aéreas, em condições de flecha máxima, e os cursos de água não navegáveis, não deve de ser inferior à distância *D*, em metros, obtida através da seguinte expressão (3.71):

$$D = 6,0 + 0,005 * U [m] \quad (3.71)$$

Onde:

- U – Tensão Nominal [kV].

Assim sendo, para uma tensão de 60 kV a distância mínima será de 6,3 m. No entanto, a EDP-Distribuição regulariza esse valor para 8 m, para linhas AT.

3.2.8.6. Distância entre Linhas Aéreas

Em situações onde exista cruzamentos de linhas AT, com condutores nus, com outras linhas AT, MT ou BT, também com condutores nus, para condições de flecha mais desfavorável, tem de se manter uma distância mínima D , em metros, entre elas, não inferior à obtida pela expressão (3.72):

$$D = 1,5 + 0,01 * U + 0,005 * L [m] \quad (3.72)$$

Onde:

- U – Tensão nominal da linha de maior tensão [kV];
- L – Distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha superior [m].

A distância D não deverá ter um valor mínimo de 2 m, sendo que a EDP – Distribuição estipula um valor de 3 m.

3.2.8.7. Distância entre as Linhas Aéreas de Alta Tensão e as Linhas de Telecomunicações

Nos cruzamentos entre linhas AT e linhas de telecomunicações, estas últimas devem de passar inferiormente. A distância mínima entre elas, em condições de flecha mais desfavorável, deve ser igual ou superior à distância D , em metros, calculada pela expressão (3.73):

$$D = 1,5 + 0,01 * U + 0,005 * L [m] \quad (3.73)$$

Onde:

- U – Tensão nominal da linha de maior tensão [kV];
- L – Distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha superior [m].

A distância D não deverá ter um valor mínimo de 2 m, sendo que a EDP – Distribuição estipula um valor de 3 m.

3.2.9. Estabilidade dos Apoios

Quando se procede ao dimensionamento de um apoio é necessário ter em consideração as forças que irão ser exercidas sobre ele, uma vez que, se um dimensionamento não for bem realizado, há a possibilidade de os apoios não resistirem aos esforços que neles irão incidir, como por exemplo os esforços provocados pela ação do vento, as tensões dos condutores, o próprio peso destes e cadeias de isoladores.

No cálculo absoluto dos esforços de cada apoio intervêm vários fatores, tais como:

- A sobrecarga do vento e peso dos componentes (condutores, apoio, isoladores, travessas);
- Forças de tração dos condutores;
- Forças de tração máxima exercidas em caso de rotura.

3.2.9.1. Apoios de Alinhamento e de Reforço em Alinhamento

Segundo o RSLEAT, os apoios de alinhamento e de reforço em alinhamento devem de ser dimensionados para as seguintes hipóteses de cálculo, consideradas não simultaneamente:

a) Ações Normais:

Hipótese 1, para ambos os apoios:

- A sobrecarga do vento atuando, normalmente à direção da linha, sobre o apoio, as travessas e os isoladores e sobre os condutores e os cabos de guarda nos dois meios vãos adjacentes ao apoio;
- Simultaneamente, a resultante das componentes horizontais das trações dos condutores e cabos de guarda;
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

Traduzindo-se para expressões matemáticas, obtemos:

Eixo Longitudinal (eixo x):

Tração do cabo sobre a linha:

$$T_{cd/cg_x} = \sigma * |t_{serv_{esq}} - t_{serv_{dir}}| * \cos\left(\frac{\alpha_1}{2}\right) [daN] \quad (3.74)$$

Onde:

- σ – Secção do condutor [mm^2];
- t_{servesq} – Tensão mecânica máxima de serviço à esquerda do apoio [daN/mm^2];
- t_{servdir} – Tensão mecânica máxima de serviço à direita do apoio [daN/mm^2].

Resultante:

$$F_x = n * T_{cdx} + T_{cgx} \text{ [daN]} \quad (3.75)$$

Onde:

- n – Número de condutores;
- T_{cdx} – Tração do condutor sobre a linha [daN];
- T_{cgx} – Tração do cabo de guarda sobre a linha [daN].

Eixo Transversal (eixo y):

Tração do cabo sobre a linha:

$$T_{cd/cgy} = (t_{\text{servesq}} + t_{\text{servdir}}) * \sigma * \text{sen}\left(\frac{\alpha_1}{2}\right) \text{ [daN]} \quad (3.76)$$

Onde:

- σ – Secção do condutor [mm^2];
- t_{servesq} – Tensão mecânica máxima de serviço à esquerda do apoio [daN/mm^2];
- t_{servdir} – Tensão mecânica máxima de serviço à direita do apoio [daN/mm^2].

Vento sobre um cabo na linha:

$$Fv_{cd/cg} = c * q * d * \alpha * \frac{v\tilde{a}o_1 + v\tilde{a}o_2}{2} * \text{sen}(\beta)^2 \text{ [daN]} \quad (3.77)$$

Onde:

- α – Coeficiente de redução ou fator aerodinâmico;
- c – Coeficiente de forma;
- q – Pressão Dinâmica do Vento [daPa];
- d – Diâmetro do condutor [m];
- $v\tilde{a}o_1$ – Vão à esquerda do apoio [m];
- $v\tilde{a}o_2$ – Vão à direita do apoio [m].

3.2 Cálculo Mecânico

Resultante:

$$F_y = n * (Fv_{isol} + Fv_{cd} + T_{cdy}) + T_{cgy} + Fv_{cg} [daN] \quad (3.78)$$

Onde:

- n – Número de condutores;
- Fv_{isol} – Vento sobre a cadeia de isoladores [daN];
- Fv_{cd} – Vento sobre o condutor [daN];
- T_{cdy} – Tração do condutor na linha [daN];
- T_{cgy} – Tração do cabo de guarda na linha [daN];
- Fv_{cg} – Vento sobre o cabo de guarda [daN].

Eixo Vertical (eixo z):

Peso de um cabo:

$$P_{cd/cg} = W_c * \frac{(v\tilde{a}o_1 + v\tilde{a}o_2)}{2} [daN] \quad (3.79)$$

Onde:

- W_c – Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- $v\tilde{a}o_1$ – Vão à esquerda do apoio [m];
- $v\tilde{a}o_2$ – Vão à direita do apoio [m].

Resultante:

$$F_z = n * (P_{cd} + P_{isol}) + P_{cg} [daN] \quad (3.80)$$

Onde:

- n – Número de condutores;
- P_{cd} – Peso de um condutor [daN];
- P_{isol} – Peso da cadeia de isoladores [daN];
- P_{cg} – Peso do cabo de guarda [daN].

Hipótese 2, para o apoio de alinhamento:

- A força horizontal, de valor igual a um quinto do da resultante das forças provenientes da ação do vento normal na direção da linha sobre os condutores e os cabos de guarda nos dois meios vãos adjacentes ao apoio, atuando no eixo do apoio, na direção da linha, à altura daquela resultante;

- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

Eixo Longitudinal (eixo x):Resultante:

$$F_x = \frac{1}{5} * (n * Fv_{cd} + Fv_{cg}) [daN] \quad (3.81)$$

Onde:

- n – Número de condutores;
- Fv_{cd} - Vento sobre o condutor [daN];
- Fv_{cg} – Vento sobre o cabo de guarda [daN].

As expressões para o eixo vertical são iguais às (3.79) e (3.80).

Hipótese 2, para apoio de reforço em alinhamento:

- A força, de valor igual a metade da soma das componentes horizontais das trações máximas unilaterais exercidas por todos os condutores e os cabos de guarda, atuando no eixo do apoio, na direção da linha, à altura da resultante dessas trações;
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

b) Ações Excepcionais: apenas serão consideradas para o apoio de reforço.

Eixo Longitudinal (eixo x):Resultante:

$$F_x = \frac{1}{2} * (n * \sigma_{cd} * t_{serv_{esqcd}} + \sigma_{cg} * t_{serv_{esqcg}}) * \cos(\beta) [daN] \quad (3.82)$$

Onde:

- n – Número de condutores;
- σ_{cd} – Secção do condutor [mm²];
- $t_{serv_{esqcd}}$ - Tensão mecânica máxima de serviço, do condutor, à esquerda do apoio [daN/mm²];
- σ_{cg} – Secção do cabo de guarda [mm²];
- $t_{serv_{esqcg}}$ - Tensão mecânica máxima de serviço, do condutor, à esquerda do apoio [daN/mm²];

3.2 Cálculo Mecânico

As expressões para o eixo vertical são iguais às (3.79) e (3.80).

Hipótese 3:

- As componentes horizontais das trações máximas exercidas pelos condutores e pelos cabos de guarda, considerando a rotura de um qualquer dos condutores ou dos cabos de guarda;
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

Eixo Longitudinal (eixo x):

Resultante:

$$F_x = (n - 1) * T_{cdx} + T_{cgx} \text{ [daN]} \quad (3.83)$$

Onde:

- n – Número de condutores;
- T_{cdx} – Tração do condutor na linha [daN];
- T_{cgx} – Tração do cabo de guarda na linha [daN].

As expressões para o eixo vertical são iguais às (3.79) e (3.80).

3.2.9.2. Apoios de Ângulo e de Reforço em Ângulo

Segundo o RSLEAT, os apoios de ângulo e de reforço em ângulo devem ser dimensionados para as seguintes hipóteses de cálculo, consideradas não simultaneamente:

a) Ações Normais:

Hipótese 1, para ambos os apoios:

- A sobrecarga do vento atuando, segundo a direção da bissetriz do ângulo, sobre o apoio, as travessas e os isoladores e sobre os condutores e os cabos de guarda nos dois meios vãos adjacentes ao apoio;
- Simultaneamente, a resultante das componentes horizontais das trações exercidas pelos condutores e pelos cabos de guarda à temperatura de +15°C, com vento atuando segundo a direção da bissetriz do ângulo;
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

A formulação é igual à dos apoios de alinhamento.

Hipótese 2, para o apoio de ângulo:

- A força horizontal, de valor igual a um quinto do da resultante das forças provenientes da ação do vento segundo a direção da bissetriz do ângulo sobre os condutores e os cabos de guarda nos dois meios vãos adjacentes ao apoio, atuando no eixo do apoio, na direção normal à bissetriz do ângulo, à altura daquela resultante.
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

A formulação é igual à dos apoios de alinhamento.

Hipótese 2, para o apoio de reforço em ângulo:

- A força horizontal, de valor igual a metade da soma das componentes horizontais das trações máximas unilaterais exercidas por todos os condutores e os cabos de guarda, atuando no eixo do apoio, segundo a direção normal à bissetriz do ângulo, à altura da resultante dessas trações.
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

b) Ações Excepcionais: apenas serão consideradas para o apoio de reforço.

A formulação é igual à dos apoios de alinhamento.

Hipótese 3:

- As componentes horizontais das trações máximas exercidas pelos condutores e pelos cabos de guarda, considerando a rotura de um qualquer dos condutores ou dos cabos de guarda.
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

A formulação é igual à dos apoios de alinhamento.

3.2.9.3. Apoios de Fim de Linha

Segundo o RSLEAT, os apoios de fim de linha devem ser dimensionados para as seguintes hipóteses de cálculo, consideradas não simultaneamente:

3.2 Cálculo Mecânico

a) Ações Normais:

Hipótese 1:

- A sobrecarga de vento atuando, normalmente à direção da linha, sobre o apoio, as travessas e os isoladores e sobre os condutores e os cabos de guarda no meio vão adjacente ao apoio.
- Simultaneamente, a resultante das trações exercidas pelos condutores e pelos cabos de guarda à temperatura de +15°C, com vento atuando segundo a direção atrás considerada.
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

Eixo Longitudinal (eixo x):

Tração de um cabo à saída do pórtico:

$$T_{cd/cg_{spx}} = \sigma * t_{serv_{sp}} * \cos(\alpha_1) \text{ [daN]} \quad (3.84)$$

Onde:

- σ – Secção de um cabo [mm²];
- t_{serv} - Tensão mecânica máxima de serviço à saída do pórtico [daN/mm²].

Tração de um cabo na linha:

$$T_{cd/cg_x} = \sigma * t_{serv} \text{ [daN]} \quad (3.85)$$

Onde:

- σ – Secção de um cabo [mm²];
- t_{serv} - Tensão mecânica máxima de serviço [daN/mm²].

Resultante:

$$F_x = n * (T_{cd_x} - T_{cd_{sp_x}}) + T_{cg_x} - T_{cg_{sp_x}} \text{ [daN]} \quad (3.86)$$

Onde:

- n – Número de condutores;
- T_{cd_x} – Tração de um condutor na linha [daN];
- $T_{cd_{sp_x}}$ – Tração de um condutor à saída do pórtico [daN];
- T_{cg_x} – Tração do cabo de guarda na linha [daN];

- T_{cgsp_x} – Tração do cabo de guarda à saída do pórtico [daN].

Eixo Transversal (eixo y):

Tração de um cabo à saída do pórtico:

$$T_{cd/cg_{sp_y}} = \sigma * t_{serv_{esq}} * \text{sen}\left(\frac{\alpha_1}{2}\right) [daN] \quad (3.87)$$

Onde:

- σ – Secção de um cabo [mm²];
- $t_{serv_{esq}}$ - Tensão mecânica máxima de serviço à esquerda do apoio [daN/mm²].

Vento sobre um cabo à saída do pórtico:

$$Fv_{cd/cg_{sp_y}} = c * q * \alpha * d * \frac{v\tilde{a}o_1}{2} * \cos(\alpha_1) [daN] \quad (3.88)$$

Onde:

- α – Coeficiente de redução ou fator aerodinâmico;
- c – Coeficiente de forma;
- q – Pressão Dinâmica do Vento [daPa];
- d – Diâmetro do condutor [m];
- $v\tilde{a}o_1$ – Vão à esquerda do apoio [m].

Vento sobre um cabo na linha:

$$Fv_{cd/cg_y} = c * q * \alpha * d * \frac{v\tilde{a}o_2}{2} [daN] \quad (3.89)$$

Onde:

- α – Coeficiente de redução ou fator aerodinâmico;
- c – Coeficiente de forma;
- q – Pressão Dinâmica do Vento [daPa];
- d – Diâmetro do condutor [m];
- $v\tilde{a}o_2$ – Vão à direita do apoio [m].

Resultante:

$$F_y = n * \left(Fv_{isol} + Fv_{cd_y} + Fv_{cd_{sp_y}} + T_{cd_{sp_y}} \right) + Fv_{cg_y} + Fv_{cg_{sp_y}} + T_{cg_{sp_y}} [daN] \quad (3.90)$$

3.2 Cálculo Mecânico

Onde:

- n – Número de condutores;
- $F_{V_{isol}}$ – Vento sobre uma cadeia de isoladores na linha [daN];
- $F_{V_{cdy}}$ – Vento sobre um condutor na linha [daN];
- $F_{V_{cdspy}}$ – Vento sobre um condutor à saída do pórtico [daN];
- T_{cdspy} – Tração de um condutor à saída do pórtico [daN];
- $F_{V_{cgy}}$ – Vento sobre o cabo de guarda na linha [daN];
- $F_{V_{cgspy}}$ – Vento sobre o cabo de guarda à saída do pórtico [daN];
- T_{cgspy} – Tração do cabo de guarda à saída do pórtico [daN].

As expressões para o eixo vertical são iguais às (3.79) e (3.80).

b) Ações Excepcionais:

Hipótese 2:

- As componentes horizontais das trações máximas exercidas pelos condutores e pelos cabos de guarda, considerando a rotura de um qualquer dos condutores ou dos cabos de guarda.
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

Eixo Longitudinal (eixo x):

Resultante:

$$F_x = (n - 1) * T_{cdx} + T_{cgx} \text{ [daN]} \quad (3.91)$$

Onde:

- n – Número de condutores;
- T_{cdx} – Tração do condutor na linha [daN];
- T_{cgx} – Tração do cabo de guarda na linha [daN].

As expressões para o eixo vertical são iguais às (3.79) e (3.80).

Os ângulos existentes nas expressões desta secção são obtidos da seguinte maneira e em graus:

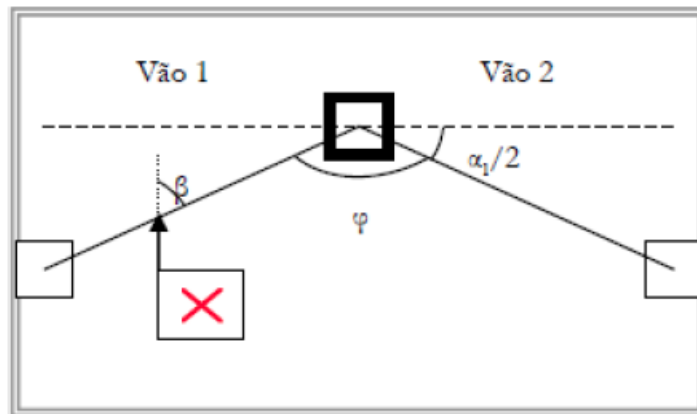


Figura 3.12: Esquema de um apoio de ângulo e seus respectivos ângulos

$$\beta = \frac{\varphi}{2} \quad (3.92)$$

$$\frac{\alpha_1}{2} = \frac{180 - \varphi}{2} \quad (3.93)$$

Capítulo 4

Interação das Linhas Aéreas com o Ambiente

Um projeto de uma linha aérea de energia tem de ser realizado tomando em consideração diversos fatores relacionados com os impactos ambientais, uma vez que se está a lidar com energia elétrica e com campos eletromagnéticos, mas, também, porque ao se implementar a linha numa determinada zona, esta será irreversivelmente alterada, tanto a nível de fauna, da flora e dos habitats.

4.1. Tipologias de Paisagem

No contexto português a paisagem é fortemente marcada pelo posicionamento geográfico e riqueza orográfica do país, interação de diversos fatores ecológicos, que levam a uma grande riqueza e diversidade paisagística, tornando-se, assim, num tema complexo e variável. Deste modo, aconselha-se que se procure identificar zonas homogêneas do ponto característico, que se irão refletir em diferentes tipologias de paisagem.

Primeiramente, distinguem-se duas condicionantes: áreas urbanas e áreas não urbanas, que dizem respeito a paisagens dominadas, ou não, por edificações e infraestruturação do território, respetivamente. As pessoas também permanecem mais tempo em áreas urbanas, o que leva a que sejam consideradas questões sociais, relativamente à qualidade da paisagem onde vivem.

Assim, são identificados dois tipos de paisagens, para as áreas urbanas: aglomerados urbanos e rurais consolidados e, povoamentos dispersos. Para as áreas não urbanas

identificaram-se inúmeras tipologias de paisagem, levando-se em conta a orografia, como primeira variável, e o coberto vegetal, como segunda, visto que estas são as variáveis paisagísticas mais relevantes na capacidade de absorção visual de infraestruturas.

Na Figura 4.1 estão identificados os vários tipos de orografia existentes, e a predominância de cada um deles nas diferentes regiões do país [11].

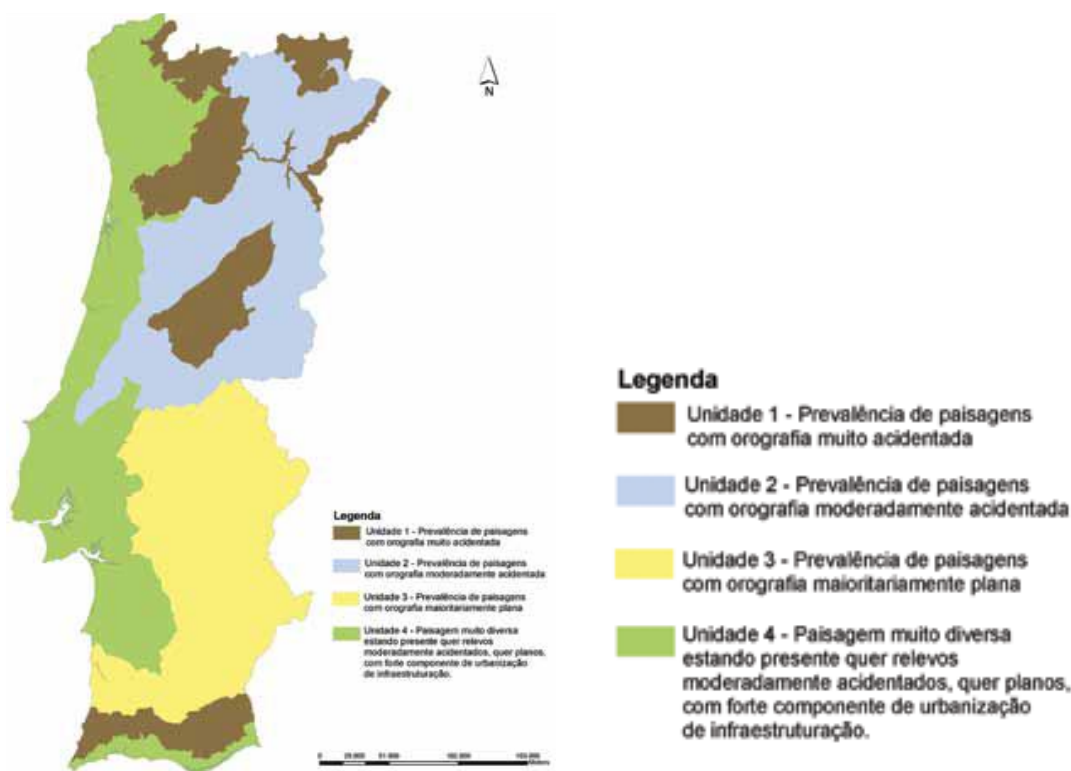


Figura 4.1: Unidades orográficas para procedimentos de integração paisagística de infraestruturas elétricas [11]

4.2. Metodologia para a Integração Paisagística de Linhas Aéreas de Energia

Para se proceder a uma integração paisagística de uma linha aérea de energia, é necessário, primeiramente, consultar e analisar todo o tipo de informações relativas às características fisiográficas do terreno, o tipo de ocupação humana, áreas sensíveis do ponto de vista territorial e ecológico, através das bases de dados existentes, como, por exemplo, as cartas militares, carta de ocupação do solo e ortofotomapas. A criação de cartografia temática, tais como cartas de festos e talvegues, ou de declives, permite fazer uma melhor análise do território, nomeadamente, no que diz respeito à sua capacidade em integrar novas infraestruturas.

4.3 Identificação de Impactos Ambientais

Com a produção de uma carta de visibilidade é possível identificar áreas de muito elevada e reduzida visibilidade, obtidas a partir de pontos fixos e pontos móveis, como estradas e miradouros, localizados na bacia visual da área onde será provável que seja feita a implantação da infraestrutura. Esta ferramenta de análise é criada com base na sobreposição de dados topográficos e de coberto vegetal, permitindo assim, identificar a capacidade de absorção visual da paisagem.

O esquema, representado na Figura 4.2, trata-se de uma metodologia a seguir, para o traçado de novas linhas, ao nível das medidas de prevenção [11].

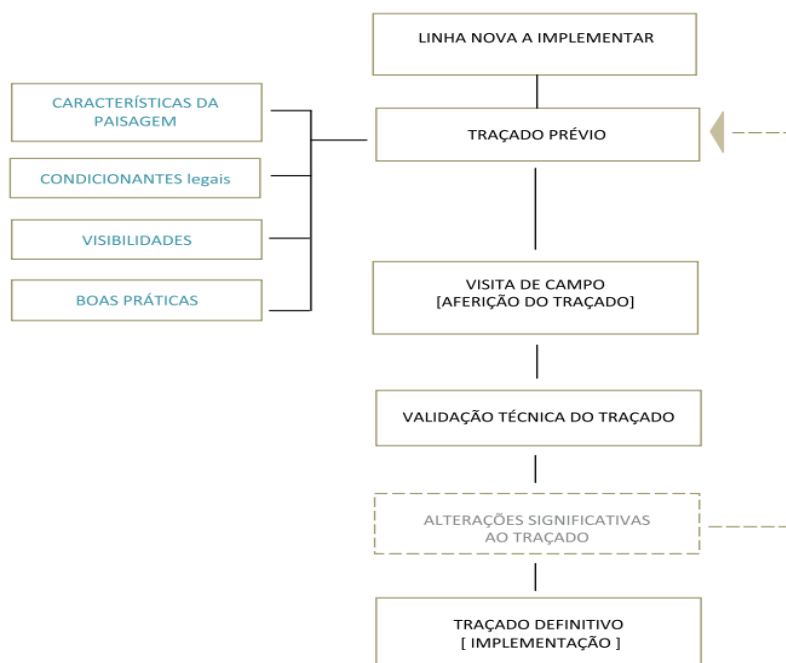


Figura 4.2: Esquema metodológico para traçado de novas linhas, ao nível de medidas de prevenção [25]

4.3. Identificação de Impactos Ambientais

Impacto ambiental diz respeito a um conjunto de alterações, que podem ser favoráveis ou não, produzidas num determinado período de tempo e numa determinada área, consequência da realização de um projeto, comparadas com o desenvolvimento que ocorreria nessa área, caso não se desse início ao projeto.

Existem protocolos que foram criados entre as entidades de conservação de natureza e as entidades energéticas responsáveis pela exploração e construção das linhas, a EDP e REN, com o intuito de se criar métodos com vista a compatibilizar as redes elétricas com a conservação do meio ambiente circundante a estas. Após a criação destes protocolos foram

já iniciados diversos processos de remodelações de linhas antigas, de forma a se conseguir minimizar os impactos ambientais [8].

4.3.1. Impacto Visual

O impacto visual é o mais perceptível entre todos os existentes, uma vez que afeta diretamente a paisagem onde são instaladas as infraestruturas.

Este pode advir de alterações biofísicas e socioculturais introduzidas pela infraestrutura elétrica, refletindo-se na componente visual, ou apenas ser constituído por uma alteração da qualidade estética da paisagem.

Na avaliação do impacto visual é fundamental estudar a visibilidade, sendo possível fazê-lo através da identificação de zonas de influência visual e da bacia visual, como também, avaliar a qualidade, sensibilidade e capacidade de absorção visual da paisagem. Através da aplicação destes conceitos, é possível definir-se a magnitude do impacto como: alta, média, baixa ou nula.

Por bacia visual, entende-se a superfície máxima de visibilidade da estrutura em condições atmosférica ótimas. Com base em informação topográfica consegue-se gerar o mapa da bacia, recorrendo-se às curvas de nível para se definir as zonas visíveis e não visíveis a partir de um determinado ponto de observação. Através deste processo fica facilitada a sistematização do território em unidades visuais, conseguindo-se uma ferramenta de apoio à projeção do traçado de uma nova infraestrutura elétrica [11].

4.3.2. Impacto Paisagístico

Uma linha aérea de energia é responsável por impactos consideráveis a nível do uso do solo, sobretudo na sua configuração e arranjo espacial, que se traduzirão em alterações na forma da paisagem. Alguns exemplos dos principais impactos são [11]:

- Alteração da diversidade e estrutura dos ecossistemas;
- Abertura das faixas de manutenção;
- Intrusão visual em locais com importância histórica e cultural;
- Desvalorização da paisagem provocado pela degradação do seu valor cénico.

4.3.3. Impactos dos Campos Eletromagnéticos

Os campos eletromagnéticos podem ser divididos em campos elétricos e magnéticos, sendo estes últimos ainda divisíveis em campos estáticos e de baixas-frequências, onde estão incluídas as linhas de transmissão de energia elétrica, eletrodomésticos e computadores, e campos de alta-frequência, onde se inserem os radares, televisões, telemóveis, entre outros. Na Figura 4.3 é possível fazer uma comparação da gama de valores dos campos elétricos e magnéticos de vários aparelhos usados no dia-a-dia, com as linhas de alta tensão.



CAMPO ELÉTRICO	V/M	CAMPO MAGNÉTICO	μT
 Alta Tensão	200,0	 Máquina de Barbear	500,0
 Frigorífico	90,0	 Televisão	2,0
 Estéreo	90,0	 Computador	1,4
 Televisão	60,0	 Alta Tensão	1,2
 Torradeira	40,0	 Estéreo	1,0
 Computador	residual	 Torradeira	0,8
 Máquina de Barbear	residual	 Frigorífico	0,3

Figura 4.3: Tabela de comparação de níveis eletromagnéticos [6]

4.3.3.1. Campo Elétrico

O campo elétrico é gerado pela tensão e a sua intensidade é proporcional ao nível desta. De uma maneira geral, o campo elétrico gerado por uma linha de energia não produz efeitos nocivos para a saúde pública, sendo que apenas nas linhas com tensões superiores a 345 kV este pode carregar eletricamente objetos adjacentes à linha, que não estejam ligados à terra. Exemplo disso, é um camião que se encontre estacionado, por debaixo de uma linha, em que os seus pneus de borracha funcionam como isoladores entre o camião e o solo. A diferença de potencial entre estes dois, será determinada pela capacitância entre o camião e a linha e entre o camião e o solo. Estas duas capacitâncias formam um divisor de tensão capacitivo, levando a que a diferença de potencial possa atingir alguns kV. Se uma pessoa, que se encontre em contato com o solo, tocar no camião, toda a capacitância entre este e o solo será descarregada, podendo a pessoa sofrer um pequeno choque elétrico, sem perigo para a sua

saúde. Na Figura 4.4, pode-se verificar que o campo elétrico é estabelecido na região entre os condutores da linha e o solo [8].

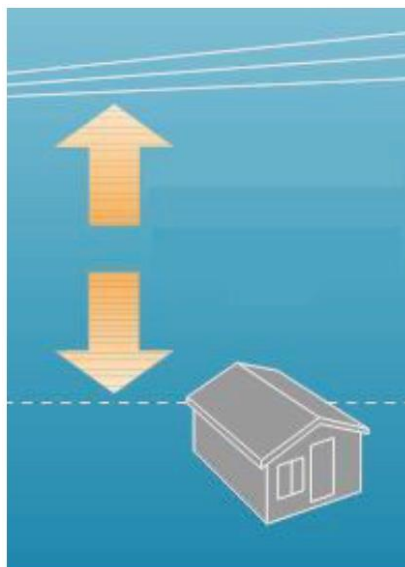


Figura 4.4: Região de influência do campo elétrico [8]

4.3.3.2. Campo Magnético

O campo magnético é um campo gerado pela passagem de correntes elétricas num qualquer tipo de elemento condutor. Inicialmente, este era associado à ação dos ímanes e só mais tarde é que se conseguiu perceber o porquê da atração entre ímanes, e também, por correntes elétricas, através da teoria do eletromagnetismo, desenvolvida por James Maxwell.

Existem inúmeras pesquisas sobre os impactos causados na saúde biológica pelos campos eletromagnéticos, sendo que as últimas se focam essencialmente no campo magnético. No entanto, conclui-se que não existem informações suficientes para criar uma associação de impactos negativos na saúde ao campo magnético.

Segundo a área de estudo da epidemiologia, uma associação entre uma determinada doença e a exposição ao campo magnético, não prova necessariamente que esta doença seja consequência dessa dita exposição. Contudo, caso se verifique que haja um aumento de casos, em que há um aparecimento dessa doença, coincidente com o tempo em que se esteve exposto a campo magnéticos, maior se tornará a associação entre eles, o que aumentará a possibilidade de que a exposição é uma das causas para o aparecimento dessa doença.

Através da Figura 4.5, é possível perceber como é que o campo magnético se distribui no espaço circundante a um condutor de transmissão de energia [8].

4.3 Identificação de Impactos Ambientais

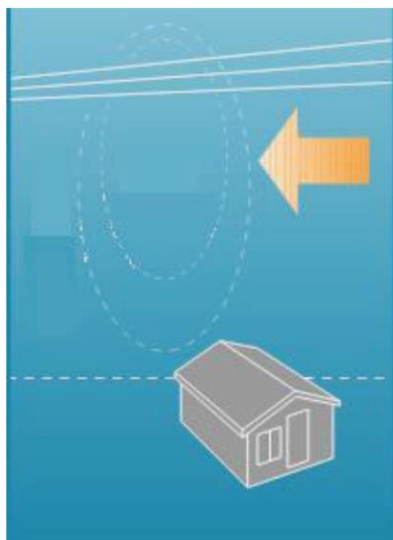


Figura 4.5: Região de influência do campo magnético [8]

De acordo com a Portaria nº 1421/2004, de 23 de Novembro, publicada no Diário da República – I Série B, nº 275, os níveis de referência da exposição aos campos elétricos, magnéticos e eletromagnéticos (0 Hz – 300 GHz), valores eficazes não perturbados), são os seguintes:

Tabela 4.1: Limites de exposição a campos eletromagnéticos

Limites de Exposição a Campos Elétricos e Magnéticos a 50 Hz

Campo Elétrico [kV/m]	Fluxo Magnético [μ T]
5	100

4.3.4. Impactos Inevitáveis

Embora seja possível mitigar a magnitude de alguns impactos negativos, é preciso ter em consideração que outros são impossíveis de evitar, como, por exemplo, o ruído proveniente do efeito de coroa e uma eventual poluição das águas subterrâneas durante a execução das fundações [6].

4.3.5. Impacto da Poluição Sonora

Muitas vezes negligenciada, a poluição sonora trata-se de um impacto ambiental, quando existe a propagação de sons com níveis de decibéis superiores aos considerados normais para os humanos e animais. É considerada uma fonte de poluição de baixa perigosidade, visto que esta apenas polui no momento em que é produzida, sem deixar qualquer tipo de resíduos. Contextualizando-se com as linhas aéreas, um dos ruídos mais familiarizados, neste tipo de sistemas, é o do “Efeito de Coroa”, já explicado no ponto 3.1.6., cuja intensidade de ruído é proporcional à tensão da linha e à humidade atmosférica presente na zona da linha.

Embora se trate apenas de ruído, este afeta de várias maneiras os seres humanos e animais. Os sintomas verificados nos humanos incluem stress, problemas em dormir, cansaço, possíveis perdas de audição, obtendo-se comportamentos semelhantes nos animais, embora, como alguns destes são dependentes da sua audição, quer seja para comunicar, caçar, ou não ser caçado, o seu estilo de vida é severamente afetado [8].

4.4. Medidas Específicas de Integração Paisagística

Considera-se que existem medidas específicas de intervenção paisagística que estão dependentes da tipologia da paisagem e da infraestrutura em causa, sendo que estas devem de ser vistas como boas práticas de integração paisagística, que se aplicam a uma diversidade grande de situações. Estas medidas organizam-se em conjuntos de medidas de prevenção, minimização e valorização.

4.4.1. Medidas de Prevenção

As medidas de prevenção servem como suporte durante o desenvolvimento de novos projetos, como a definição de traçados de linhas AT, para este caso em concreto. Estas medidas são divididas entre medidas gerais e medidas aplicadas a infraestruturas específicas. Tomando o mesmo exemplo, para a fase de definição do traçado é necessário tomar algumas medidas, como [11]:

- Reconhecer as Zonas de Influência Visual;
- Recorrer a simulações 3D dos projetos, utilizando, por exemplo, o software Google Earth® ou o Design Manager®;
- Avaliar a tipologia da paisagem e a sua capacidade de absorção visual, sendo que paisagens com maior capacidade devem de ser as preferidas, tais como povoamentos florestais compactos;
- Evitar perturbar a rota migratória das aves;
- Entre outras;

4.4.2. Medidas de Minimização

Estas medidas são aplicadas depois de serem consideradas as medidas de prevenção, tendo como objetivo a mitigação dos impactos que as infraestruturas possam, ainda, causar

4.4 Medidas Específicas de Integração Paisagística

na paisagem. Estas medidas podem ser aplicadas ao nível das infraestruturas ou ao nível da paisagem, como se pode verificar nalguns exemplos de seguida [11].

Medidas de minimização ao nível da paisagem:

- Criação de maciços vegetais, ao longo das zonas de servidão das linhas, para minimizar o efeito linear e de rotura;
- Plantação de árvores tendo por base estudos de bacias visuais, com o objetivo de reduzir o impacto visual das infraestruturas.

Medidas de minimização ao nível das infraestruturas:

- Privilegiar revestimentos e acabamentos dos armários urbanos, de acordo com a envolvente urbana;
- Dissimular as infraestruturas através de vegetação;
- Privilegiar apoios com tons neutros e mates.

4.4.3. Medidas de Valorização

As medidas de valorização assumem a infraestrutura como parte da paisagem, transformando-a, ou ao território associado a ela, em algo útil ou interessante para os utilizadores daquela paisagem, através da inclusão de funções sociais, ambientais e visuais.

Alguns exemplos de medidas de valorização [11]:

- Aproveitamento das zonas de servidão para criação de áreas de controlo de cheias e bacias de retenção de água;
- Considerar apoios com formas particulares, envolvendo no seu projeto considerações de natureza artística;
- Camuflar apoios com infraestruturas diversas;

Capítulo 5

Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão – Memória Descritiva e Justificativa

5.1. Características da Linha Aérea

A linha a ser projetada fará a interligação da Subestação de Areias, no concelho de Santo Tirso, à Subestação de Caniços, situada no concelho de Vila Nova de Famalicão.

Será uma linha aérea dupla, com um comprimento total de 3905 m, em que a transmissão de energia elétrica é feita em c.a. trifásica, com capacidade máxima de transporte de 120 MW, operando a uma frequência de 50 Hz e à tensão de 63 kV.

No Anexo B encontra-se representada a planta com o perfil da linha dimensionada, onde se incluem o perfil longitudinal do terreno e a planta parcelar.

5.1.1. Características do Condutor e Cabo de Guarda

Uma vez que se trata de uma linha dupla, esta será constituída em toda a sua extensão por seis condutores de alumínio-aço, da gama normalizada pela EDP, ACSR 325, e um cabo de guarda, da gama OPGW AS/AA32/113, uma vez que a linha será percorrida por uma rede de fibra ótica. Na Tabela 5.1 e Tabela 5.2 encontram-se discriminadas as principais características do condutor e cabo de guarda.

Tabela 5.1: Características do Condutor ACSR 325

Designação	Unidade	-----
Secção nominal do cabo		325
Diâmetro do fio de aço	(mm)	3,35
Diâmetro do fio de alumínio	(mm)	3,35
Secção total do cabo	(mm ²)	326,12
Secção total de aço	(mm ²)	61,70
Secção total de alumínio	(mm ²)	264,42
Peso do cabo, sem massa de proteção	(kg/m)	1,213
Diâmetro exterior	(mm)	23,45
Carga de rutura mínima	(daN)	10938
Módulo de Young final	(N/ mm ²)	7950
Coefficiente de dilatação linear	(1/°C 10 ⁻⁶)	17,8
Resistência elétrica máxima, em c.c., a 20°C	(Ω/km)	0,1093

Tabela 5.2: Características do Cabo de guarda OPGW AS/AA32/113

Designação	Unidade	-----
Secção total dos fios de ACS	(mm ²)	32,17
Secção total dos fios de liga alumínio	(mm ²)	112,59
Secção efetiva resistente do cabo	(mm ²)	144,76
Peso total do cabo	(kg/m)	0,55
Diâmetro nominal do cabo	(mm)	16
Tensão de rutura - RTS	(daN)	7320
Coefficiente de dilatação linear	(1/°C 10 ⁻⁶)	18,7
Módulo de Young final	(N/ mm ²)	7920
Resistência óhmica, 20°C	(Ω/km)	0,269

5.1.2. Características da Cadeia de Isoladores

Os isoladores utilizados são do tipo U100 BS, normalizados pela EDP para este nível de tensão, para toda a extensão da linha e, também, para as amarrações dos pórticos. No Anexo C está representado a configuração do isolador usado. A Tabela 5.3 demonstra as principais características destes isoladores.

Tabela 5.3: Características do Isolador U100 BS

Tipo	U100 BS
Material	Vidro
Comprimento de Linha de Fuga	295 mm
Passo	127 mm
Diâmetro do Disco Isolante	255 mm

Através da equação (2.1) e, considerando-se um nível de poluição forte, calculou-se a linha de fuga mínima necessária para as cadeias de isoladores que serão instalados nesta linha:

$$I_f = 25 * 60 = 1500 \text{ mm/kV}$$

No entanto, o IEC recomenda que a linha de fuga para uma linha de 60 kV e um nível de poluição forte tome o valor de 1813 mm/kV [26]. Deste modo, sabendo que o comprimento de linha de fuga do isolador U100 BS é de 295 mm, é possível calcular, através da equação (2.2), quantos isoladores serão necessários para as cadeias de isoladores:

$$N_{isol}^{o} = \frac{1813}{295} = 6 \text{ unidades}$$

Foram então utilizadas cadeias constituídas por seis isoladores. No Anexo C podem ser consultadas as esquematizações das ditas cadeias, mais concretamente, os esquemas das cadeias de amarração, ascendentes e descendentes, e o esquema das cadeias de suspensão, juntamente com o esquema das pinças de amarração utilizadas na linha e, também, as esquematizações das hastes de descarga utilizadas para as cadeias.

5.2. Cálculo Mecânico

5.2.1. Tensões Mecânicas Máximas

É necessário, numa primeira fase, calcular o valor teórico das tensões mecânicas para os condutores e cabo de guarda para, desta forma, ser possível identificar o limite de tensão a que estes conseguem estar sujeitos sem que sejam danificados, evitando-se riscos de rotura.

Cabos condutores:

$$t_{max} = \frac{10938}{362,12 * 2,5} = 13,42 \text{ [daN/mm}^2\text{]}$$

Cabo de guarda:

$$t_{max} = \frac{7320}{144,76 * 2,5} = 20,23 \text{ [daN/mm}^2\text{]}$$

As tensões mecânicas máximas de serviço, que serão aplicadas aos vãos da linha, têm que ser necessariamente inferiores ao valor anteriormente calculado da tensão mecânica máxima.

Como já foi referido na secção 3.2.3, as tensões mecânicas de serviço assumem valores na gama dos 7 e 12 daN/mm², para os condutores, e dos 10 e 17 daN/mm², para os cabos de guarda. Existe uma regra prática, seguida por projetistas, que aconselha a que a flecha do cabo de guarda deva apresentar um valor na ordem dos 85% da flecha do condutor e, que o parâmetro da catenária do cabo de guarda seja pelo menos 15% superior ao parâmetro da catenária do condutor, para as mesmas condições de funcionamento.

No que diz respeito aos condutores, foram utilizadas tensões máximas de serviço de 7 daN/mm², para os vãos centrais, tendo sido necessário reduzir este valor para 5 daN/mm² nos vãos adjacentes aos apoios de fim de linha, uma vez que estes suportarão a totalidade dos esforços. Em dois vãos, em particular, existentes a meio do traçado da linha, foi necessário utilizar uma tensão de 8 daN/mm² para se conseguir cumprir a distância de segurança a uma linha AT da REN e uma linha MT aí existentes.

Nos cabos de guarda, foi utilizada uma tensão máxima de serviço de 11 daN/mm², para a grande parte dos vãos, e de 9 daN/mm² para os vãos adjacentes aos apoios de fim de linha. Para os dois vãos mencionados acima, foi utilizada uma tensão de 12 daN/mm².

Na ligação entre o apoio de fim de linha e o pórtico, que perfazem a ligação à subestação, foram utilizadas tensões de 0,5 daN/mm² para os condutores e 1 daN/mm² para os cabos de guarda.

Na Tabela 5.4 são apresentados os valores utilizados das tensões máximas de serviço ao longo da linha:

Tabela 5.4: Tensão mecânica máxima de serviço utilizada nos condutores e cabo de guarda

Vão	t_{serv} [daN/mm ²]	
	Condutor	Cabo de Guarda
Pórtico – Apoio 1	0,5	1
Apoio 1 – Apoio 2	5	9
Apoio 2 – Apoio 8	7	11
Apoio 8 – Apoio 10	8	12
Apoio 10 – Apoio 18	7	11
Apoio 18 – Apoio 19	5	9
Apoio 19 – Pórtico	0,5	1

5.2.2. Ação dos Agentes Atmosféricos sobre as Linhas Aéreas

A linha a ser projetada encontra-se a uma altitude inferior a 700 m, localizando-se no distrito do Porto, excluindo-se assim, para efeitos de cálculo, a existência de formação de mangas de gelo nos condutores. Uma vez que a linha se encontra a mais de 5 km da costa, esta encontra-se inserida na Zona A e, assim, serão utilizados valores de vento máximo habitual de 90 daPa e de vento reduzido de 36 daPa.

O coeficiente de forma tomará o valor de 1, uma vez que o diâmetro do condutor é superior a 15,8 mm. A força do vento encontra-se calculada de seguida, tanto para o estado de Primavera como de Inverno, para uma altitude entre 134 m e 200 m:

Cabos Condutores:

Estado de Primavera (2):

$$Fv_2 = 0,6 * 1 * 90 * 0,02345 = 1,266 \text{ [daN/m]}$$

Estado de Inverno (1), sem presença de manga de gelo:

$$Fv_1 = 0,6 * 1 * 36 * 0,02345 = 0,507 \text{ [daN/m]}$$

Cabo de Guarda:

Estado de Primavera (2):

$$Fv_2 = 0,6 * 1 * 90 * 0,016 = 0,864 \text{ [daN/m]}$$

Estado de Inverno (1), sem presença de manga de gelo:

$$Fv_1 = 0,6 * 1 * 36 * 0,016 = 0,346 \text{ [daN/m]}$$

5.2.3. Coeficiente de Sobrecarga

De seguida são apresentados os cálculos dos coeficientes de sobrecarga para cada estado atmosférico, para uma altitude entre 134 m e 200m, sem existência de manga de gelo.

Cabos Condutores:

Coeficiente de sobrecarga m_2 para o estado de Primavera:

$$m_2 = \sqrt{\frac{1,213^2 + 1,266^2}{1,213}} = 1,446$$

Coeficiente de sobrecarga m_1 para o estado de Inverno:

$$m_1 = \sqrt{\frac{1,213^2 + 0,507^2}{1,213}} = 1,084$$

Coeficiente de sobrecarga m_3 para o estado de Verão:

$$m_3 = 1$$

Cabo de Guarda:

Coeficiente de sobrecarga m_2 para o estado de Primavera:

$$m_2 = \sqrt{\frac{0,550^2 + 0,864^2}{0,550}} = 1,862$$

Coeficiente de sobrecarga m_1 para o estado de Inverno:

$$m_1 = \sqrt{\frac{0,550^2 + 0,346^2}{0,550}} = 1,181$$

Coeficiente de sobrecarga m_3 para o estado de Verão:

$$m_3 = 1$$

5.2.4. Determinação do Estado Mais Desfavorável

Através da aplicação da árvore de decisão demonstrada na Figura 3.3, e com os valores acima calculados é possível determinar o estado mais desfavorável:

5.2 Cálculo Mecânico

Cabos Condutores:

Através dos valores obtidos, no ponto anterior, para os coeficientes de sobrecarga, verificamos que o coeficiente relativo ao estado de Primavera (1,446) é superior ao de Inverno (1,084), logo através da árvore de decisão, o passo seguinte é verificar se o comprimento do vão é superior ao vão crítico. Para tal, será utilizado como exemplo o cantão número 3, e será calculado o seu vão equivalente, uma vez que este é constituído por apoios com cadeias de suspensão, e respetivo vão crítico, para se poder proceder á comparação entre eles. O cantão número 3 é constituído pelos apoios 3 ao 7 e as distâncias dos respetivos vãos encontram-se na tabela seguinte:

Tabela 5.5: Constituição do Cantão nº 3

De	Para	Distância [m]
Apoio 3	Apoio 4	180,00
Apoio 4	Apoio 5	158,75
Apoio 5	Apoio 6	187,50
Apoio 6	Apoio 7	200,00

Para o cálculo do vão equivalente utilizou-se a expressão (3.45), referente aos vãos em patamar, uma vez que a diferença de resultados entre esta expressão e a dos vãos montanhosos (3.46), é mínima, não afetando os restantes cálculos.

O vão equivalente é dado por:

$$L_{eq} = \sqrt{\frac{180^3 + 158,75^3 + 187,5^3 + 200^3}{180 + 158,75 + 187,5 + 200}} = 183,39 [m]$$

O vão crítico é dado por:

$$L_{cr} = \frac{362,12 * 7}{1,213} * \sqrt{\frac{24 * 17,8 * 10^{-6} * (15 - (-5))}{1,446^2 - 1,084^2}} = 181,815 [m]$$

Através da comparação entre estes dois valores, verifica-se que o vão equivalente é superior ao vão crítico, logo, através da árvore de decisão, conclui-se que o estado mais desfavorável é o estado de Primavera.

Cabo de Guarda:

Procedendo-se do mesmo modo que nos cabos condutores, verifica-se que o coeficiente de sobrecarga do estado de Primavera (1,862) é superior ao estado de Inverno (1,181), sendo assim outra vez necessário comparar os valores do vão equivalente e vão crítico.

O vão crítico para o cabo de guarda é dado por:

$$L_{cr} = \frac{144,76 * 11}{0,550} * \sqrt{\frac{24 * 18,7 * 10^{-6} * (15 - (-5))}{1,862^2 - 1,181^2}} = 190,515 [m]$$

Conclui-se que o vão crítico é superior ao vão equivalente, sendo assim o estado mais desfavorável o Inverno.

5.2.5. Parâmetro da Catenária e Flecha Máxima

É no estado de Verão que a flecha de uma catenária é máxima, visto que é nesta altura que a tensão mecânica é mínima, conseqüente das elevadas temperaturas que se verificam, que fazem dilatar os condutores. Assim, através da equação dos estados (3.42) calcula-se essa tensão, recorrendo ao valor do vão equivalente e também ao coeficiente de sobrecarga do estado considerado como mais desfavorável. Após se obter esse valor é possível calcular o parâmetro do vão fictício para desenhar as catenárias do cantão e, através desse valor, obter a flecha máxima.

Recorrendo ao exemplo anterior, utilizar-se-á o cantão número 3 para exemplificar os cálculos. Na aplicação da equação dos estados, considera-se 80°C, como temperatura, para o estado de Verão.

Cabos Condutores:

$$\begin{aligned} 80 + \frac{t_i}{17,8 * 10^{-6} * 7950} - \frac{1^2 * 1,213^2 * 183,39^2}{24 * 17,8 * 10^{-6} * 326,12^2 * t_i^2} \\ = -5 + \frac{7}{17,8 * 10^{-6} * 7950} - \frac{1,446^2 * 1,213^2 * 183,39^2}{24 * 17,8 * 10^{-6} * 326,12^2 * 7^2} \\ \Leftrightarrow t_i = 3,96 [daN/mm^2] \end{aligned}$$

Após obtido o valor da tensão a que o condutor fica sujeito, determina-se o parâmetro da catenária associado ao cantão:

5.2 Cálculo Mecânico

$$P_{CD}(80^{\circ}C) = \frac{3,96 * 326,12}{1,213} = 1064 [m]$$

De seguida calcula-se as flechas máximas de cada vão. Uma vez que o cantão não se encontra em patamar, é necessário recorrer às expressões de cálculo para os vãos em desnível.

Será então utilizada a expressão (3.60), para o cálculo da flecha máxima. Como se trata da regulação de um cantão é necessário escolher um vão de regulação, um vão de verificação e um vão máximo, através dos quais se calcula a flecha para cada vão.

Vão máximo – Apoio 6 e 7:

As cotas dos apoios 6 e 7 são 187,75 m e 182 m e têm como altura útil 23,4 m e 24,6 m, respetivamente. Logo, o cálculo da altura h é dada da seguinte forma:

$$h = |(187,75 + 23,4) - (182 + 24,6)| = 4,55 [m]$$

Portanto, o valor de L_1 e da flecha máxima é dado por:

$$L_1 = \sqrt{200^2 + 4,55^2} = 200,05 [m]$$
$$f = \frac{1 * 1,213 * 200 * 200,05}{8 * 362,12 * 3,96} = 2,88 [m]$$

Vão de Regulação – Apoio 3 e 4:

As cotas dos apoios 3 e 4 são 141 m e 165 m, e têm como altura útil 27,6 m e 23,4 m, respetivamente. Logo, o cálculo da altura h é dada da seguinte forma:

$$h = |(141 + 27,6) - (165 + 23,4)| = 19,8 [m]$$

Portanto, o valor de L_1 e da flecha máxima é dado por:

$$L_1 = \sqrt{180^2 + 19,8^2} = 181,09[m]$$
$$f = \frac{1 * 1,213 * 180 * 181,09}{8 * 362,12 * 3,96} = 2,35 [m]$$

Vão de Verificação – Apoio 4 e 5:

As cotas dos apoios 4 e 5 são 165 m e 169,5 m e têm como altura útil 23,4 m e 23,4 m, respetivamente. Logo, o cálculo da altura h é dada da seguinte forma:

$$h = |(165 + 23,4) - (169,5 + 23,4)| = 4,5 [m]$$

Portanto, o valor de L_1 e da flecha máxima é dado por:

$$L_1 = \sqrt{158,75^2 + 4,5^2} = 158,81 \text{ [m]}$$

$$f = \frac{1 * 1,213 * 158,75 * 158,81}{8 * 362,12 * 3,96} = 1,81 \text{ [m]}$$

Cabo de Guarda:

$$80 + \frac{t_i}{18,7 * 10^{-6} * 7920} - \frac{1^2 * 0,550^2 * 183,39^2}{24 * 18,7 * 10^{-6} * 144,76^2 * t_i^2}$$

$$= -5 + \frac{11}{18,7 * 10^{-6} * 7920} - \frac{1,181^2 * 0,550^2 * 183,39^2}{24 * 18,7 * 10^{-6} * 144,76^2 * 11^2}$$

$$\Leftrightarrow t_i = 5,28 \text{ [daN/mm}^2\text{]}$$

Parâmetro da catenária:

$$P_{CG}(80^\circ C) = \frac{5,28 * 144,76}{0,550} = 1389 \text{ [m]}$$

Vão máximo – Apoio 6 e 7:

$$f = \frac{1 * 0,550 * 200 * 200,05}{8 * 144,76 * 5,28} = 1,87 \text{ [m]}$$

Vão de Regulação – Apoio 3 e 4:

$$f = \frac{1 * 0,550 * 180 * 181,09}{8 * 144,76 * 5,28} = 2,35 \text{ [m]}$$

Vão de Verificação – Apoio 4 e 5:

$$f = \frac{1 * 0,550 * 158,75 * 158,81}{8 * 144,76 * 5,28} = 1,81 \text{ [m]}$$

No Anexo D encontram-se os resultados obtidos para as tensões, parâmetros e flechas máximas de cada vão, tanto do condutor, como do cabo de guarda.

5.2.6. Tensão Máxima Permanente (*Everyday Stress*)

É proveitoso manter a tensão mecânica de um condutor dentro de certos limites, uma vez que a probabilidade de aparecerem vibrações neste é proporcional ao valor da sua tensão mecânica. Com a existência de vibrações, existe sempre a possibilidade de ocorrer uma rotura dos condutores ou da fixação destes aos apoios. Foi assim criado o conceito de tensão

5.2 Cálculo Mecânico

máxima permanente (*everyday stress*) e esta é verificada através da condição representada na inequação (5.1):

$$T_{15^{\circ}C} \leq 22\% * t_{rotura} [daN] \quad (5.1)$$

Tomando como exemplo o vão entre os apoios 14 e 15 obtém-se o seguinte:

$$1753,63 \leq 0,22 * 10938$$

$$1753,63 \leq 2406,36 \checkmark$$

No Anexo E encontram-se os valores respetivos a todos os cantões da linha.

5.2.7. Desvio Transversal das Cadeias de Isoladores

O cálculo do desvio transversal apenas é realizado em apoios com cadeias de isoladores de suspensão. Assim sendo, para efeitos de demonstração de cálculo será utilizado o apoio 15, que se encontra compreendido entre um vão de 218,75 m e 193,75 m.

Como já referido na secção 3.2.6, para este cálculo, considera-se que a pressão dinâmica do vento deve ser metade da pressão dinâmica máxima do vento máximo habitual, tomando para esta linha o valor de 45 Pa.

Assim sendo, temos:

Ação do vento no condutor:

$$Fv_{cdy} = 1 * 0,6 * 45 * 0,02345 * \frac{218,75 + 193,75}{2} = 130,59 [daN]$$

Ação do vento sobre a cadeia de isoladores:

$$Fv_{isoladores} = 15 [daN]$$

Peso da cadeia de isoladores:

$$P_{isoladores} = 30 [daN]$$

Peso dos condutores:

É necessário analisar o traçado da linha de forma a se perceber se os vãos adjacentes do apoio estão, ou não, ao mesmo nível, uma vez que, como já se viu na secção 3.2.6, as expressões matemáticas variam consoante a situação. Neste caso em concreto, existe um desnível, verificando-se que o apoio 14 apresenta uma cota de 227 m, o apoio 15 uma de 224,15 m e o apoio 16 uma cota de 207,4 m. Através de uma medição em AutoCAD®

obteve-se o valor do parâmetro Z de 7,8 m. Conclui-se, então, que para este caso se utiliza a expressão (3.65), sendo o peso real dos condutores dado por:

$$P_{cd} = W_c * \frac{L_1 + L_2}{2} - T * \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right)$$

$$P_{cd} = 1,213 * \frac{218,75 + 193,75}{2} - 7 * \left(\frac{7,8}{218,75} + \frac{7,8}{193,75} \right) = 249,65 \text{ [daN]}$$

É possível agora calcular-se o valor do desvio transversal da cadeia de isoladores para o apoio 15:

$$i = \tan^{-1} \left(\frac{130,59 + \frac{15}{2}}{249,65 + \frac{30}{2}} \right) = 30,616 \text{ [grados]}$$

Conclui-se que os condutores não se aproximam excessivamente do apoio, uma vez que o valor do desvio obtido é inferior ao desvio máximo de 60 grados. No Anexo F encontram-se representados os restantes valores dos desvios calculados para o resto da linha.

5.2.8. Ângulos dos Condutores nas Fixações

Neste cálculo também é necessário que o apoio seja constituído por cadeias de suspensão, de modo que se utilizará novamente o apoio 15 como exemplo. Recorrendo às expressões (3.66) e (3.67) o ângulo de cada contribuição à esquerda e à direita dos condutores nas fixações é dado por:

$$\tan \delta_A = \frac{7,8 + 4 * 5,97}{218,75} = 9,16 \text{ [grados]}$$

$$\tan \delta_B = \frac{7,8 + 4 * 4,70}{193,75} = 8,69 \text{ [grados]}$$

O ângulo total formado pelo condutor é dado por:

$$\delta = 200 - (9,16 + 8,69) = 182,15 \text{ [grados]}$$

Como se pode verificar, o ângulo obtido é superior ao mínimo necessário de 167 grados, logo cumpre-se este requisito. No Anexo F pode-se constatar os valores obtidos para os restantes ângulos dos condutores nas fixações.

5.2.9. Distâncias de Segurança Regulamentares

5.2.9.1. Verificação da Distância entre os Condutores

Como foi referido na secção 3.2.8, é necessário estabelecer uma distância mínima regulamentar, para evitar que os condutores se aproximem perigosamente entre si, especialmente, em situações em que existam oscilações na linha causadas pelo vento.

Por outro lado, a distância máxima entre os condutores ficará dependente do tipo e gama de apoio a ser utilizado. Tendo em conta as fichas técnicas dos apoios metálicos e das armações a serem utilizadas pelos apoios de betão, verifica-se que a distância máxima entre condutores, para apoios metálicos é de 2,7 m e para os apoios de betão de 2,5 m.

Os resultados verificados para a situação de temperatura máxima de 80°C permitem determinar a flecha máxima dos cabos em cada vão. A partir desta procede-se à determinação da distância mínima, através da expressão (3.60). Uma vez que a linha será projetada numa zona sem formação de gelo, a distância pode ser reduzida para dois terços da distância calculada.

Para efeitos de demonstração de cálculo foram escolhidos os apoios 9 e 15, de amarração e suspensão, respetivamente.

Apoio 9:

O Apoio 9 encontra-se compreendido entre um vão à esquerda de 230 m e um vão à direita de 143,75 m.

A flecha máxima do vão à esquerda é:

$$f = \frac{1 * 1,213 * 230 * 230}{8 * 326,12 * 4,25} = 5,79 [m]$$

A flecha máxima do vão à direita é:

$$f = \frac{1 * 1,213 * 143,75 * 144,42}{8 * 326,12 * 3,28} = 2,94 [m]$$

A distância mínima a garantir entre condutores à esquerda é igual à distância à direita do apoio:

$$D = 0,6 * \sqrt{5,79 + 0} + \frac{60}{150} = 1,84 [m]$$

$$D = \frac{2}{3} * 1,84 = 1,23 [m]$$

A distância à direita é a seguinte:

$$D = 0,6 * \sqrt{2,94 + 0} + \frac{60}{150} = 1,429 [m]$$

$$D = \frac{2}{3} * 1,429 = 0,953 [m]$$

Verifica-se que as distâncias entre os condutores para o apoio em questão são respeitadas.

Apoio 15:

O Apoio 15 encontra-se compreendido entre um vão à esquerda de 218,75 m e um vão à direita de 193,75 m.

A flecha máxima do vão à esquerda é:

$$f = \frac{1 * 1,213 * 218,75 * 218,76}{8 * 326,12 * 3,72} = 5,97 [m]$$

A flecha máxima do vão à direita é:

$$f = \frac{1 * 1,213 * 193,75 * 194,46}{8 * 326,12 * 3,72} = 4,70 [m]$$

A distância mínima a garantir entre condutores à esquerda é igual à distância à direita do apoio:

$$D = 0,6 * \sqrt{5,97 + 1,2} + \frac{60}{150} = 2,01 [m]$$

$$D = \frac{2}{3} * 2,01 = 1,34 [m]$$

A distância à direita é a seguinte:

$$D = 0,6 * \sqrt{4,70 + 1,2} + \frac{60}{150} = 1,86 [m]$$

$$D = \frac{2}{3} * 1,86 = 1,24 [m]$$

Verifica-se que as distâncias entre os condutores para o apoio em questão são respeitadas.

No Anexo H encontram-se os valores das distâncias entre condutores para todos os apoios da linha.

5.2.9.2. Verificação da Distância Mínima entre Condutores e Cabo de Guarda

Na Tabela 5.6 estão apresentados os valores obtidos da condição mencionada na secção 3.2.8.3, onde a razão entre o parâmetro da catenária de um condutor a 80°C, P_{CD} , e o parâmetro do cabo de guarda, também a 80°C, P_{CG} , tem de ser igual ou inferior a 0,85.

Tabela 5.6: Verificação das distâncias mínimas entre condutores e cabo de guarda

Cantão	Vãos	$P_{CD}(80^\circ)$ (m)	$P_{CG}(80^\circ)$ (m)	$P_{CD} < 1,15 P_{DG}?$
1	P – 1	74	92	OK
2	1 – 2	659	840	OK
3	2 - 3	1161	1405	OK
4	3 – 4	951	1183	OK
	4 – 5			
	5 – 6			
	6 – 7			
5	7 – 8	1220	1467	OK
6	8 – 9	1143	1392	OK
7	9 – 10	882	1105	OK
8	10 – 11	1001	1245	OK
	11 – 12			
	12 – 13			
	13 -14			
	14 – 15			
	15 – 16			
	16 – 17			
17 – 18				
9	18 – 19	355	452	OK
	19 – P	77	98	OK

5.2.9.3. Verificação da Distância dos Condutores ao Solo

Como já referido, o valor admitido nos regulamentos da EDP – Distribuição para a distância dos condutores ao solo é no mínimo de 8,0 m. Depois de serem analisados tanto os perfis da linha, desenhados em papel e, posteriormente, em AutoCAD®, comprovou-se que todos os condutores respeitam essa distância.

5.2.9.4. Cruzamentos com Linhas Aéreas Existentes

Durante a realização do projeto houve cruzamentos entre a linha a ser projetada e outras linhas aéreas já existentes, sendo que num caso em particular foi necessária uma análise mais detalhada para garantir as distâncias mínimas regulamentares.

a) Cruzamento com Linhas de Média Tensão

Existem cinco situações onde a linha projetada se cruza com linhas MT. Estas últimas encontram-se sempre debaixo da linha projetada, sendo, assim, necessário garantir a distância mínima entre o condutor inferior da linha AT e o superior da linha MT.

Para tal, calculou-se a flecha máxima dos vãos em questão, de maneira a garantir que a distância à linha MT fosse superior a 3 m. Em todas as cinco ocorrências, essa distância foi superior ao mínimo regulamentar.

b) Cruzamento com Linhas de Baixa Tensão

Existem nove situações onde a linha projetada se cruza com linhas BT. Estas últimas encontram-se sempre debaixo da linha projetada, sendo, assim, necessário garantir a distância mínima entre o condutor inferior da linha AT e o superior da linha BT.

Para tal, calculou-se a flecha máxima dos vãos em questão, de maneira a garantir que a distância à linha BT fosse superior a 3 m. Em todas as ocorrências essa distância foi superior ao mínimo regulamentar.

c) Cruzamento com Linha de Alta Tensão e Média Tensão

Entre os apoios 8, 9 e 10, a linha cruza-se com outras quatro linhas, três MT e uma AT de 130 kV, operada pela REN. Como se pode verificar na Figura 5.1, uma das linhas MT e a AT estão sobrepostas, e logo à direita destas encontram-se as outras linhas MT.

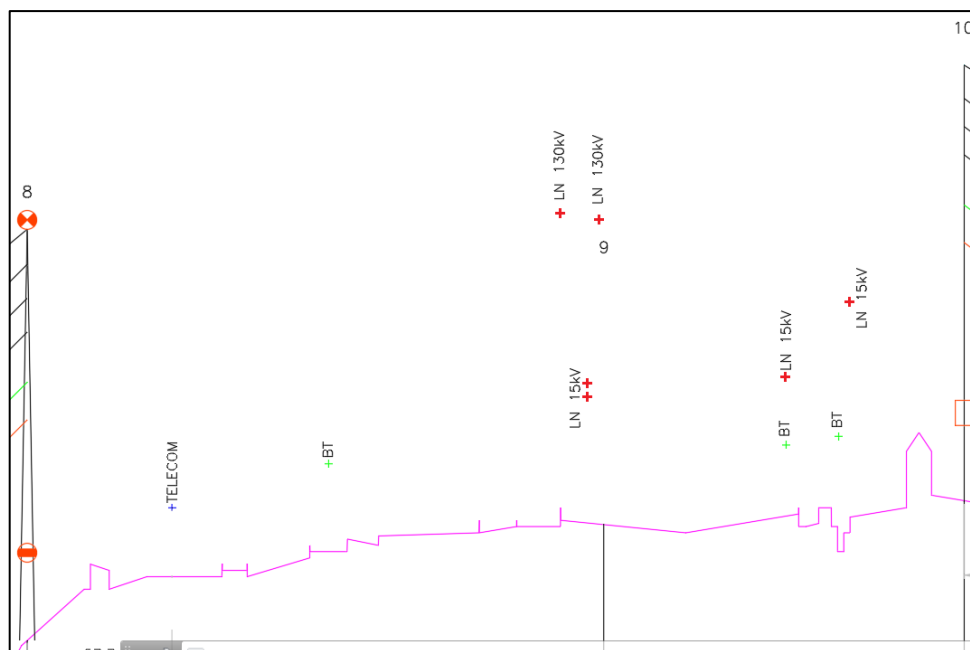


Figura 5.1: Localização das linhas AT e MT que cruzam com a linha projetada

A distância mínima a que a linha projetada deve de manter com a linha AT que irá passar superiormente a esta é dada pela expressão (3.72):

$$D = 1,5 + 0,01U + 0,005L = 1,5 + 0,01 * 130 + 0,005 * 50 = 3,1 [m]$$

Embora se tenha calculado um valor de 3,1 m mínimos, não é possível saber se a medição feita a linha AT da REN, foi feita em condições de flecha máxima, pelo que por medidas de segurança, decidiu-se aumentar essa distância para 5 m.

Como as linhas MT e AT distam 13 m uma da outra, ao tomar-se em consideração as distâncias mínimas regulamentares que a linha projetada deve de distar destas, obteve-se apenas uma margem de 5 m, para os condutores passarem entre elas (3 m da linha MT e 5 m da linha AT). Verificou-se, desde logo, que realizar a ligação direta do apoio 8 com o 10 seria impossível e mesmo a solução de se meter um apoio metálico junto ao cruzamento da linha com as outras duas era inviável, uma vez que a distância entre os pontos de ligação da armação destes para um lado da cabeça perfazem aproximadamente 6 m.

Pensou-se então em colocar um pórtico junto desse cruzamento, uma vez que os condutores podem ser todos ligados ao mesmo nível (Figura 5.2). Adicionaram-se, assim, quatro apoios de betão entre o apoio 8 e 10; dois apoios de fim de linha e outros dois pertencentes ao pórtico. Os condutores que saíssem do apoio 8 seriam ligados ao fuste do apoio de fim de linha, a uma tensão mecânica inferior e de seguida ao pórtico, também com

outra tensão mais inferior. O inverso do processo repetir-se-ia para a ligação do pórtico ao outro apoio de fim de linha e o apoio 10 (agora 12).

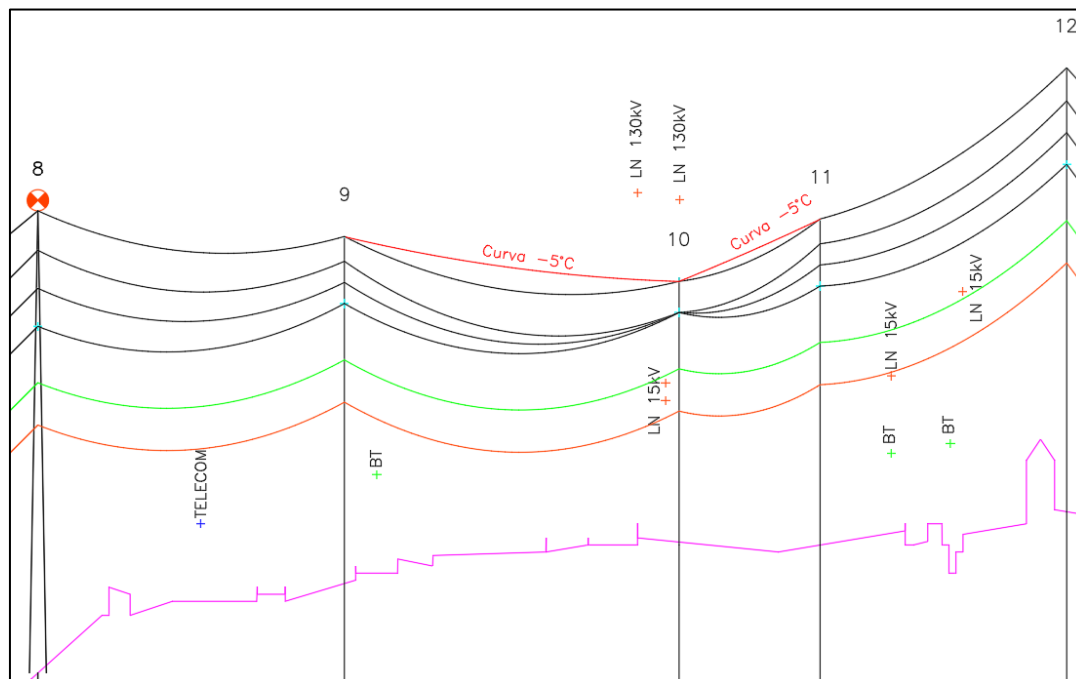


Figura 5.2: Solução com pórtico

Esta solução era viável em termos de execução, respeitava todas as distâncias regulamentares, quer para as condições de flecha máxima (80°C), como para as condições de flecha mínima (-5°C), uma vez que é nesta última que o cabo de guarda mais se aproxima da linha que se encontra acima. A solução era, no entanto, muito dispendiosa.

Assim, foi realizada outra tentativa de executar a ligação entre os apoios 8 e 10, apenas com um apoio entre eles, sendo que desta vez se tentaria com um de betão, uma vez que estes podem ser utilizados com alturas inferiores aos 24 m mínimos exigidos para os apoios metálicos, e permite escolher qual o tipo de armação que estes irão utilizar (Figura 5.3). Utilizou-se uma armação em esteira vertical dupla para postes de alinhamento AT/MT (EVDAL-AT/MT), mas com uma configuração de montagem diferente da standardizada. Isto porque, a anterior, à semelhança dos postes metálicos, dista de 5 m entre os pontos de ligação de um lado da cabeça, mas, com a alteração na sua forma de montagem, conseguiu-se reduzir essa distância de maneira a que seja possível aos condutores atravessarem aquela margem de 5 m, entre as linhas.

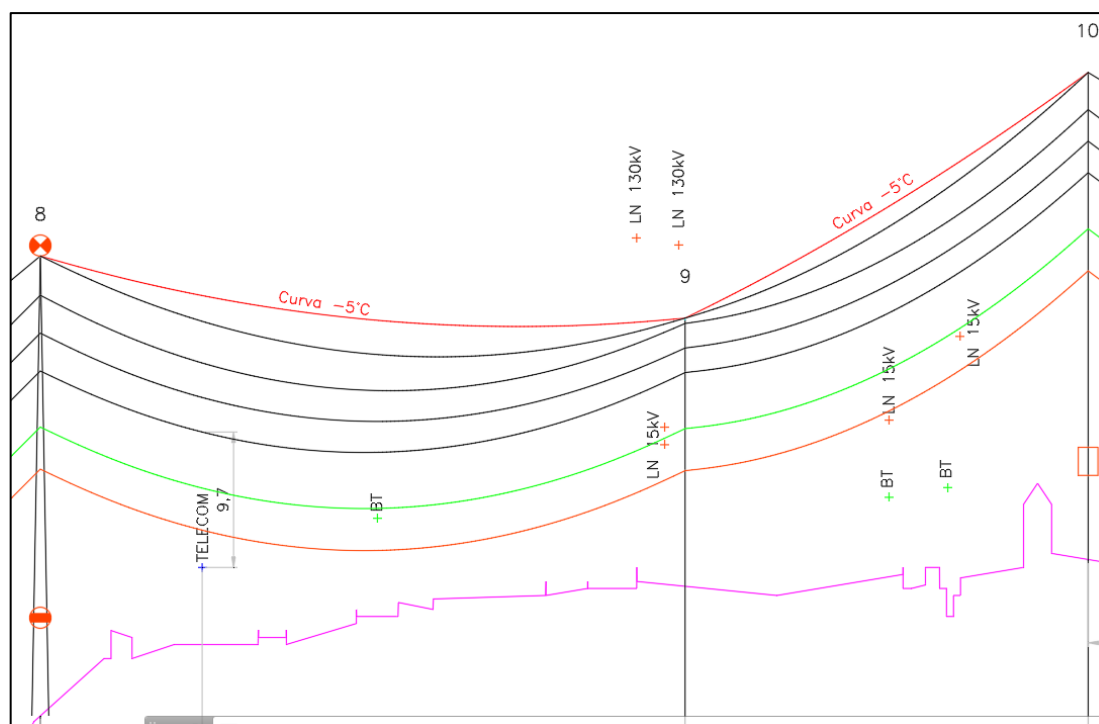


Figura 5.3: Solução com apenas um apoio de betão

No final foi escolhida a última solução uma vez que esta cumpria as distâncias mínimas exigidas para ambas as condições de flecha máxima e mínima, sendo muito mais viável economicamente em comparação com a solução do pórtico e, também, uma vez que se trata de um só apoio de betão, causará um menor transtorno entre os proprietários dos terrenos, do que causaria com a utilização de vários apoios de betão, ou mesmo um metálico, uma vez que a taxa de ocupação deste último é superior aos de betão.

d) Cruzamento com Linhas de Telecomunicações

Existem três situações onde a linha projetada se cruza com linhas de telecomunicações. Estas últimas encontram-se sempre debaixo da linha projetada, sendo, assim, necessário garantir a distância mínima entre o condutor inferior da linha AT e o superior da linha da linha inferior.

Para tal, calculou-se a flecha máxima dos vãos em questão, de maneira a garantir que a distância à linha inferior fosse superior a 3 m. Em todas as três ocorrências, essa distância foi superior ao mínimo regulamentar.

5.2.10. Balizagem

Neste projeto está previsto a utilização de balizagem diurna nos vãos compreendidos entre os apoios 3 e 4, e 7 e 8, uma vez que o primeiro possui um comprimento de 360 m e atravessa

um curso de água e o segundo possui um comprimento de 500 m. Serão utilizadas 11 e 16 balizas ao longo do cabo de guarda desses vãos, com 60 cm de diâmetro, distanciadas de 30 m, entre elas.

5.2.11. Estabilidade dos Apoios

5.2.11.1. Apoios de Fim de Linha

Como exemplo de cálculo dos esforços de um apoio de fim de linha será utilizado o Apoio 1. É constituído por cadeias de amarração, com uma ligação ao pórtico de 20 m e um vão de 135 m para o Apoio 2. O apoio escolhido é representativo da situação em que se encontram os restantes apoios deste tipo.

Apoio 1:

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha)

Esforços Longitudinais (Eixo X):

- Tração de um condutor à saída do pórtico: $326,12 * 0,5 * \cos(0) = 163,06$ [daN]
- Tração de um cabo de guarda à saída do pórtico: $144,76 * 1 * \cos(0) = 144,76$ [daN]
- Tração de um condutor na linha: $326,12 * 5 = 1630,6$ [daN]
- Tração de um cabo de guarda na linha: $144,76 * 9 = 1302,84$ [daN]

$$F_x = 6 * (1630,6 - 163,06) - 144,76 + 1302,84 = 9963,32 \text{ [daN]}$$

Esforços Transversais (Eixo Y):

- Vento sobre a cadeia de isoladores: 15 [daN]
- Vento sobre um condutor à saída do pórtico: $0,6 * 1 * 90 * 0,02345 * 18,75/2 * \cos(0)^2 = 11,87$ [daN]
- Vento sobre um cabo de guarda à saída do pórtico: $0,6 * 1 * 90 * 0,016 * 18,75/2 * \cos(0)^2 = 8,10$ [daN]
- Vento sobre um condutor na linha: $0,6 * 1 * 90 * 0,02345 * 132,5/2 = 83,89$ [daN]
- Vento sobre um cabo de guarda na linha: $0,6 * 1 * 90 * 0,016 * 132,5/2 = 57,24$ [daN]
- Tração de um condutor à saída do pórtico: $326,12 * 0,5 * \sin(0) = 0$ [daN]
- Tração de um cabo de guarda à saída do pórtico: $144,76 * 1 * \sin(0) = 0$ [daN]

5.2 Cálculo Mecânico

$$F_y = 6 * (15 + 15 + 11,87 + 83,89 + 0) + 57,24 + 0 + 8,10 = 819,92 \text{ [daN]}$$

Esforços Verticais (Eixo Z):

- Peso da cadeia de isoladores: 30 [daN]
- Peso de um condutor: $1,213 * \frac{18,75+132,5}{2} = 91,73 \text{ [daN]}$
- Peso de um cabo de guarda: $0,550 * \frac{18,75+132,5}{2} = 41,59 \text{ [daN]}$

$$F_z = 6 * 91,73 + 12 * 30 + 41,59 = 951,97 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2 (Ações Excepcionais):

$$F_x = 5 * 1630,6 + 1302,84 = 9455,84 \text{ [daN]}$$

Considerando os esforços totais obtidos e atendendo aos esforços nominais de cada apoio, o Apoio 1 será do tipo F165CD, com uma altura útil de 18,6 m. Trata-se de um apoio metálico, normalizado, e licenciado pelo Ministério da Economia para uso de fim de linha, ângulo e reforço de ângulo.

5.2.11.2. Apoios de Ângulo

Como exemplo de cálculo dos esforços de um apoio de ângulo serão utilizados o Apoio 2 e o Apoio 18, que são do tipo ângulo e reforço de ângulo, respectivamente. São constituídos por cadeias de amarração, e o primeiro é antecedido de um vão de 132,50 m e seguido de um vão de 360 m, sendo o segundo antecedido de um vão de 206,25 m e seguido de um vão de 87,5 m. Ambos os apoios são representativos da situação em que se encontram os restantes apoios deste tipo.

Apoio 2 (Ângulo):

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha):

Esforços Longitudinais (Eixo X – Existe troca de tração):

- Tração de um condutor na linha: $326,12 * |7 - 5| * \cos(0,783) = 652,18 \text{ [daN]}$
- Tração de um cabo de guarda na linha: $144,76 * |11 - 9| * \cos(0,783) = 289,50 \text{ [daN]}$

$$F_x = 6 * 652,18 + 289,50 = 4202,58 \text{ [daN]}$$

Esforços Transversais (Eixo Y – Existe troca de tração):

- Vento sobre a cadeia de isoladores: 15 [daN]

- Vento sobre um condutor na linha: $0,6 * 1 * 90 * 0,02345 * \frac{132,50+360}{2} * \text{sen}(89,22)^2 = 311,77 \text{ [daN]}$
- Vento sobre um cabo de guarda na linha: $0,6 * 1 * 90 * 0,016 * \frac{132,50+360}{2} * \text{sen}(89,22)^2 = 212,72 \text{ [daN]}$
- Tração de um condutor na linha: $326,12 * (7 + 5) * \text{sen}(0,783) = 53,48 \text{ [daN]}$
- Tração de um cabo de guarda na linha: $144,76 * (11 + 9) * \text{sen}(0,783) = 39,56 \text{ [daN]}$

$$F_y = 6 * (15 + 15 + 311,77 + 53,48) + 212,72 + 39,56 = 2623,78 \text{ [daN]}$$

Esforços Verticais (Eixo Z):

- Peso da cadeia de isoladores: 30 [daN]
- Peso de um condutor: $1,213 * \frac{132,50+360}{2} = 298,70 \text{ [daN]}$
- Peso de um cabo de guarda: $0,550 * \frac{132,50+360}{2} = 135,44 \text{ [daN]}$

$$F_z = 6 * (298,70 + 30 + 30) + 135,44 = 2287,64 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2 (Sem Vento):

$$F_x = \frac{1}{5} * (6 * 311,77 + 212,72) = 416,67 \text{ [daN]}$$

Apoio 18 (Reforço):

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha):

Esforços Longitudinais (Eixo X – Existe troca de tração):

- Tração de um condutor na linha: $326,12 * |7 - 5| * \cos(32,59) = 549,55 \text{ [daN]}$
- Tração de um cabo de guarda na linha: $144,76 * |11 - 9| * \cos(32,59) = 243,94 \text{ [daN]}$

$$F_x = 6 * 549,55 + 243,94 = 3541,23 \text{ [daN]}$$

Esforços Transversais (Eixo Y – Existe troca de tração):

- Vento sobre a cadeia de isoladores: 15 [daN]
- Vento sobre um condutor na linha: $0,6 * 1 * 90 * 0,02345 * \frac{206,25+58,75}{2} * \text{sen}(57,41)^2 = 119,11 \text{ [daN]}$

5.2 Cálculo Mecânico

- Vento sobre um cabo de guarda na linha: $0,6 * 1 * 90 * 0,016 * \frac{206,25+58,75}{2} * \text{sen}(57,41)^2 = 81,27 \text{ [daN]}$
- Tração de um condutor na linha: $326,12 * |7 + 5| * \text{sen}(32,59) = 2107,81 \text{ [daN]}$
- Tração de um cabo de guarda na linha: $144,76 * |11 + 9| * \text{sen}(32,59) = 1559,38 \text{ [daN]}$

$$F_y = 6 * (15 + 15 + 119,11 + 2107,81) + 81,27 + 1559,38 = 15182,17 \text{ [daN]}$$

Esforços Verticais (Eixo Z):

- Peso da cadeia de isoladores: 30 [daN]
- Peso de um condutor: $1,213 * \frac{206,25+58,75}{2} = 160,72 \text{ [daN]}$
- Peso de um cabo de guarda: $0,550 * \frac{206,25+58,75}{2} = 72,88 \text{ [daN]}$

$$F_z = 6 * (160,72 + 30 + 30) + 72,88 = 1397,21 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2 (Sem Vento):

$$F_x = \frac{1}{2} * (6 * 326,12 * 7 + 144,76 * 11) * \cos(57,41) = 4117,50 \text{ [daN]}$$

Considerando os esforços totais obtidos e atendendo aos esforços nominais de cada apoio, o Apoio 2 será do tipo F95CD e o Apoio 18 do tipo F165CD, com uma altura útil de 24,6 m e 27,6 m, respetivamente. São apoios metálicos, normalizados, e licenciados pelo Ministério da Economia para serem utilizados como fim de linha, ângulo e reforço de ângulo.

5.2.11.3. Apoios de Alinhamento

Como exemplo de cálculo dos esforços de um apoio de alinhamento será utilizado o Apoio 12, constituído por cadeias de suspensão, antecedido de um vão de 181,25 m e seguido de um vão de 200 m. O apoio escolhido é representativo da situação em que se encontram os restantes apoios deste tipo.

Apoio 12 (Suspensão):

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha):

Esforços Longitudinais (Eixo X):

- Tração de um condutor na linha: $326,12 * |7 - 7| * \cos(0) = 0 \text{ [daN]}$
- Tração de um cabo de guarda na linha: $144,76 * |11 - 11| * \cos(0) = 0 \text{ [daN]}$

$$F_x = 0 \text{ [daN]}$$

Esforços Transversais (Eixo Y):

- Vento sobre a cadeia de isoladores: 15 [daN]
- Vento sobre um condutor na linha: $0,6 * 1 * 90 * 0,02345 * \frac{181,25+200}{2} * \text{sen}(90)^2 = 241,39$ [daN]
- Vento sobre um cabo de guarda na linha: $0,6 * 1 * 90 * 0,016 * \frac{181,25+200}{2} * \text{sen}(90)^2 = 164,70$ [daN]
- Tração de um condutor na linha: $326,12 * |7 + 7| * \text{sen}(0) = 0$ [daN]
- Tração de um cabo de guarda na linha: $144,76 * |11 + 11| * \text{sen}(0) = 0$ [daN]

$$F_y = 6 * (15 + 214,39) + 164,70 = 1703,03 \text{ [daN]}$$

Esforços Verticais (Eixo Z):

- Peso da cadeia de isoladores: 30 [daN]
- Peso de um condutor: $1,213 * \frac{181,25+200}{2} = 231,23$ [daN]
- Peso de um cabo de guarda: $0,550 * \frac{181,25+200}{2} = 104,84$ [daN]

$$F_z = 6 * (231,23 + 30) + 104,84 = 1672,22 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2 (Sem Vento):

$$F_x = \frac{1}{5} * (6 * 241,39 + 164,70) = 322,61 \text{ [daN]}$$

Considerando os esforços totais obtidos e atendendo aos esforços nominais de cada apoio, o Apoio 12 será do tipo F30CD, com uma altura útil de 27,6 m. É um apoio metálico, normalizado, e licenciado pelo Ministério da Economia para ser utilizados alinhamento ou reforço de alinhamento. No Anexo I encontra-se todos os dados relativos aos esforços calculados para todos os apoios.

5.3. Mapa de Quantidades

A Tabela 5.7 diz respeito ao mapa de quantidades da linha projetada, onde se encontram quantificados todos os elementos necessários para a construção da mesma.

5.3 Mapa de Quantidades

Tabela 5.7: Mapa de Quantidades da Linha

Designação	Quantidade
Apoios Metálicos	
Pórtico	2 Unidades
F30CD/24	9 Unidades
F30CD/27	1 Unidade
F65CD/27	2 Unidades
F95CD/24	3 Unidades
F165CD/18	1 Unidade
F165CD/21	1 Unidade
DR4	1 Unidade
Apoios de Betão	
K08-60/28-22	1 Unidade
Armações	
Pórtico	2 Unidades
F30CD	2 Unidades
F65CD	2 Unidades
F95CD	3 Unidades
F165CD	2 Unidades
DR4	1 Unidade
EVDAL-AT/MT	1 Unidade
Betonagem	
Volume Total de Escavação	633,39 m ³
Volume Total de Betão Ciclópico	15,55 m ³
Volume Total de Betão Normal	117,09 m ³
Volume Total de Betão Moldado	110,56 m ³
Cadeias de Isoladores	
Cadeias de Amarração Ascendentes	30 Unidades
Cadeias de Amarração Descendentes	90 Unidades
Cadeias de Suspensão	60 Unidades
Cabos	
ACSR 325	23430 m
OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE)	3905 m
Acessórios	

Balizagem Diurna Cabos	27 Unidades
Balizagem Diurna Apoios	2 Unidades
Balizagem Noturna Apoios	2 Unidades
Hastes de Descarga Amarração	480 Unidades
Hastes de Descarga Suspensão	240 Unidades
Isoladores	1080 Unidades

Através da utilização de uma ferramenta de cálculo, utilizada na EDP, para orçamentação, obteve-se um custo total de 420000 €, para a linha projetada.

5.4. Cálculo Elétrico

5.4.1. Intensidade de Corrente

Como se trata de uma linha dupla, onde os dois ternos funcionam em paralelo, a intensidade de corrente que transita em cada condutor é:

$$I = \frac{120 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 63 * 10^3 * 0.9} = 610,95 \text{ A}$$

A densidade de corrente por fase de um condutor é:

$$d = \frac{610,95}{326,12} = 1,87 \text{ [A/mm}^2\text{]}$$

5.4.2. Resistência Elétrica

Para a determinação da resistência elétrica da linha considera-se os valores associados à temperatura de 20°C, utilizando-se assim a resistência elétrica máxima do cabo a 20°C. Embora existam períodos de oscilação na rede ou variações de temperatura ambiental, a EDP adota para o cálculo das perdas, uma resistência elétrica a 20°C. O valor da resistência ôhmica total da linha é:

$$R = 3,905 * 0,1093 = 0,427 \text{ } \Omega$$

Como se trata de uma linha dupla:

$$R = \frac{0,427}{2} = 0,213 \text{ } \Omega$$

5.4.3. Perdas de Energia

As perdas de energia por resistência ôhmica será:

$$p = 6 * 0,213 * (2 * 610,95)^2 = 1911,78 \text{ kW}$$

Ou seja:

$$p(\%) = \frac{1911,78}{120000} * 100 = 1,77\%$$

O que corresponde a 1,77% da potência total transportada.

5.4.4. Distância Geométrica entre Fases

Os apoios utilizados neste projeto são da série F, com a geometria dos condutores em esteira vertical dupla, estando três condutores de cada lado da cabeça. Também foi utilizado um apoio de betão com armação EVDAL, com um modo de instalação diferente do habitual, devido a situação referida no ponto 5.2.9.4 e, também, um apoio do tipo DR4, que foi reaproveitado de uma linha, que já se encontrava desativada.

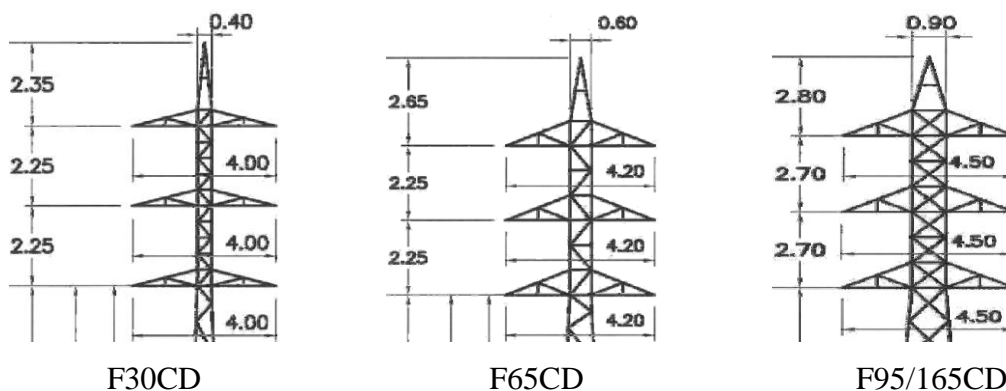


Figura 5.4: Exemplos das distâncias geométricas dos pontos de fixação, em metros, de alguns apoios utilizados no projeto

Apoio F30CD:

$$D_{1-2'} = D_{2-1'} = D_{2-3'} = D_{3-2'} = \sqrt{2,25^2 + 4,00^2} = 4,59 \text{ [m]}$$

$$D_{1-3'} = D_{3-1'} = \sqrt{4,50^2 + 4,00^2} = 6,02 \text{ [m]}$$

$$D_1 = \frac{\sqrt{2,25 * 4,59 * 4,50 * 6,02}}{4,00} = 4,18 \text{ [m]}$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{2,25 + 4,59 + 2,25 + 4,59}}{4,00} = 2,58 \text{ [m]}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{4,50 * 6,02 * 2,25 * 4,59}}{4,00} = 4,18 [m]$$

$$D = \sqrt[3]{4,18 * 2,58 * 4,18} = 3,56 [m]$$

Apoio F65D:

$$D_{1-2'} = D_{2-1'} = D_{2-3'} = D_{3-2'} = \sqrt{2,25^2 + 4,20^2} = 4,76 [m]$$

$$D_{1-3'} = D_{3-1'} = \sqrt{4,50^2 + 4,20^2} = 6,16 [m]$$

$$D_1 = \frac{\sqrt{2,25 * 4,76 * 4,50 * 6,16}}{4,20} = 4,10 [m]$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{2,25 + 4,76 + 2,25 + 4,76}}{4,20} = 2,55 [m]$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{4,20 * 6,16 * 2,25 * 4,76}}{4,20} = 4,10 [m]$$

$$D = \sqrt[3]{4,10 * 2,55 * 4,10} = 3,50 [m]$$

Apoios F95CD e F165CD:

$$D_{1-2'} = D_{2-1'} = D_{2-3'} = D_{3-2'} = \sqrt{2,7^2 + 4,50^2} = 5,25 [m]$$

$$D_{1-3'} = D_{3-1'} = \sqrt{5,40^2 + 4,50^2} = 7,03 [m]$$

$$D_1 = \frac{\sqrt{2,70 * 5,25 * 5,40 * 7,03}}{4,50} = 5,15 [m]$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{2,70 + 5,25 + 2,70 + 5,25}}{4,50} = 3,15 [m]$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{4,50 * 7,03 * 2,70 * 5,25}}{4,50} = 5,15 [m]$$

$$D = \sqrt[3]{5,15 * 3,15 * 5,15} = 4,37 [m]$$

Apoio K08:

$$D_{1-2'} = D_{2-1'} = D_{2-3'} = D_{3-2'} = \sqrt{2^2 + 3,50^2} = 4,03 [m]$$

$$D_{1-3'} = D_{3-1'} = \sqrt{4,00^2 + 3,50^2} = 5,32 [m]$$

5.4 Cálculo Elétrico

$$D_1 = \frac{\sqrt{2 * 4,03 * 5,32 * 4}}{3,50} = 3,74 [m]$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{2 * 4,03 * 2 * 4,03}}{3,50} = 2,30 [m]$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{2 * 4 * 4,03 * 5,32}}{3,50} = 3,74 [m]$$

$$D = \sqrt[3]{3,74 * 2,30 * 3,74} = 3,18 [m]$$

Apoio DR4:

$$D_{1-2'} = D_{2-1'} = D_{2-3'} = D_{3-2'} = \sqrt{2,20^2 + 4,90^2} = 5,37 [m]$$

$$D_{1-3'} = D_{3-1'} = \sqrt{4,40^2 + 4,90^2} = 6,59 [m]$$

$$D_1 = \frac{\sqrt{2,20 * 5,37 * 6,59 * 4,40}}{4,90} = 3,78 [m]$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{2,20 * 5,37 * 2,20 * 5,37}}{4,90} = 2,41 [m]$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{2,20 * 4,40 * 5,37 * 6,59}}{4,90} = 3,78 [m]$$

$$D = \sqrt[3]{3,78 * 2,41 * 3,78} = 3,25 [m]$$

5.4.5. Queda de Tensão

Para se proceder ao cálculo da queda de tensão é necessário, primeiro, calcular os coeficientes de autoindução relativos a cada apoio e as respectivas reactâncias, tendo-se em consideração a extensão da linha em que cada apoio é utilizado.

Apoio F30CD:

Coefficiente de Autoindução:

$$L_1 = \left[\frac{1}{2 * 2} + 4,6 * \log\left(\frac{3561}{11,725}\right) \right] * 10^{-4} = 11,67 * 10^{-4} [H/km]$$

O apoio é utilizado numa extensão de 2002,50 m da linha, logo a reactância indutiva é:

$$X_1 = 2 * \pi * 50 * 11,67 * 10^{-4} * 2,002 = 0,734 \Omega$$

Apoio F65CD:

Coeficiente de Autoindução:

$$L_2 = \left[\frac{1}{2 * 2} + 4,6 * \log \left(\frac{3503}{11,725} \right) \right] * 10^{-4} = 11,64 * 10^{-4} [H/km]$$

O apoio é utilizado numa extensão de 436,25 m da linha, logo a reactância indutiva é:

$$X_2 = 2 * \pi * 50 * 11,64 * 10^{-4} * 0,436 = 0,159 \Omega$$

Apoios F95CD e F165CD:

Coeficiente de Autoindução:

$$L_3 = \left[\frac{1}{2 * 2} + 4,6 * \log \left(\frac{4373}{11,725} \right) \right] * 10^{-4} = 12,08 * 10^{-4} [H/km]$$

Os apoios são utilizados numa extensão, total, de 1263,75 m da linha, logo a reactância indutiva é:

$$X_3 = 2 * \pi * 50 * 12,08 * 10^{-4} * 1,264 = 0,480 \Omega$$

Apoio K08:

Coeficiente de Autoindução:

$$L_4 = \left[\frac{1}{2 * 2} + 4,6 * \log \left(\frac{3182}{11,725} \right) \right] * 10^{-4} = 11,44 * 10^{-4} [H/km]$$

O apoio é utilizado numa extensão de 143,75 m da linha, logo a reactância indutiva é:

$$X_4 = 2 * \pi * 50 * 12,07 * 10^{-4} * 0,143 = 0,052 \Omega$$

Apoio DR4:

Coeficiente de Autoindução:

$$L_4 = \left[\frac{1}{2 * 2} + 4,6 * \log \left(\frac{3250}{11,725} \right) \right] * 10^{-4} = 11,49 * 10^{-4} [H/km]$$

O apoio é utilizado numa extensão de 58,75 m da linha, logo a reactância indutiva é:

$$X_5 = 2 * \pi * 50 * 12,07 * 10^{-4} * 0,058 = 0,021 \Omega$$

A reactância total da linha é:

$$X_t = 0,734 + 0,159 + 0,480 + 0,052 + 0,021 = 1,446 \Omega$$

5.4 Cálculo Elétrico

Assim, a queda de tensão, entre fases, será:

$$\Delta U = \sqrt{3} * 610,95 * (0,2145 * 0,9 + 1,446 * 0,435) = 868,89 [V]$$

Em valores percentuais, obtém-se:

$$\Delta U(\%) = \frac{868,89}{63000} * 100 = 1,38 [\%]$$

A queda de tensão corresponde a 1,38 % da tensão de serviço.

5.4.6. Capacidade

A capacidade, por fase, para os vários tipos de apoios são as seguintes:

Apoio F30CD:

O apoio é utilizado numa extensão de 2002,50 m da linha, logo a capacidade é:

$$C_1 = \frac{24,2}{\log\left(\frac{3,561}{11,275 * 10^{-3}}\right)} * 10^{-9} * 2,002 = 19,38 [nF]$$

Apoio F65CD:

O apoio é utilizado numa extensão de 436,25 m da linha, logo a capacidade é:

$$C_2 = \frac{24,2}{\log\left(\frac{3,503}{11,275 * 10^{-3}}\right)} * 10^{-9} * 0,436 = 4,23 [nF]$$

Apoios F95CD e F165CD:

Os apoios são utilizados numa extensão, total, de 1263,75 m da linha, logo a capacidade é:

$$C_3 = \frac{24,2}{\log\left(\frac{4,373}{11,275 * 10^{-3}}\right)} * 10^{-9} * 1,263 = 11,80 [nF]$$

Apoio K08:

O apoio é utilizado numa extensão de 143,75 m da linha, logo a capacidade é:

$$C_4 = \frac{24,2}{\log\left(\frac{3,182}{11,275 * 10^{-3}}\right)} * 10^{-9} * 0,143 = 1,41 [nF]$$

Apoio DR4:

O apoio é utilizado numa extensão de 58,75 m da linha, logo a capacidade é:

$$C_5 = \frac{24,2}{\log\left(\frac{3,250}{11,275 * 10^{-3}}\right)} * 10^{-9} * 0,058 = 0,57 [nF]$$

A capacidade total da linha é:

$$C_t = 19,38 + 4,23 + 11,80 + 1,41 + 0,57 = 37,39 [nF]$$

5.4.7. Susceptância

A susceptância total da linha é:

$$B = 2 * 50 * \pi * 37,39 * 10^{-9} = 1,17 * 10^{-5} [S]$$

5.4.8. Condutância

A condutância total da linha é:

$$G = \frac{1911}{\frac{3,905}{\left(\frac{63}{\sqrt{3}}\right)^2}} * 10^{-3} * 3,905 = 0,0014 [S]$$

5.4.9. Admitância

A admitância total da linha é:

$$\bar{Y} = 0 + j1,17 * 10^{-5}$$

$$|Y| = 1,17 * 10^{-5}$$

$$\angle Y = 90^\circ$$

5.4.10. Impedância

A impedância total da linha é:

$$\bar{Z} = 0,2145 + j1,446 \Omega$$

$$|Z| = 1,46 \Omega$$

$$\angle Z = 81,56^\circ$$

5.4.11. Impedância Característica

A impedância característica total da linha é:

$$Z_c = \sqrt{\frac{0,2145 + j1,446}{0 + j1,17 * 10^{-5}}} = 352,51 - j26,00 \Omega$$

$$|Z_c| = 353,51 \Omega$$

$$\angle Z_c = -4,22^\circ$$

5.4.12. Campo Eletromagnético

Realizou-se o cálculo do campo elétrico e magnético no local onde a distância ao solo do último condutor é a menor. Utilizou-se a ferramenta de cálculo da EDP para determinar estes valores e, posteriormente, comparar com os estipulados na Tabela 4.1.

5.4.12.1. Campo Elétrico

Foi efetuado o cálculo do campo elétrico junto do apoio 9, no ponto em que a distância dos condutores inferiores ao solo é mais baixa, tendo-se obtido o valor de 0,965 kV/m a 10,80 m do solo, tendo sido esta distância reduzida para 9 m, uma vez que se teve em conta a altura média de uma pessoa de 1,80 m.

5.4.12.2. Campo Magnético

Foi efetuado o cálculo do campo magnético junto ao apoio 9, no ponto em que a distância dos condutores inferiores ao solo é mais baixa, tendo-se obtido o valor de 10,010 μ T a 10,80 m do solo, tendo sido esta distância reduzida para 9 m, uma vez que se teve em conta a altura média de uma pessoa de 1,80 m. Todos os valores, como se pode verificar, encontram-se dentro dos limites apresentados na Tabela 4.1.

Capítulo 6

Linhas Subterrâneas de Alta Tensão

As linhas subterrâneas diferem das linhas aéreas no que diz respeito aos seus requisitos técnicos e são, em geral, mais dispendiosas, tendo em consideração as suas necessidades físicas, construtivas e ambientais.

A utilização de cabos subterrâneos tem as suas vantagens e desvantagens, sendo preciso encontrar um ponto de equilíbrio entre elas. Com a implementação de uma linha subterrânea destaca-se a inexistência do efeito de coroa, a proteção total contra descargas atmosféricas e condições meteorológicas, uma maior segurança para as pessoas e a mitigação, quase completa, do impacto visual, aumentando-se a fiabilidade do sistema. É no ponto de vista económico que residem as desvantagens, uma vez que o seu custo inicial de instalação é muito superior ao de uma linha aérea, bem como, os custos relativos a manutenção e reparações. Quando ocorre um defeito na linha, que obrigue a que esta saia fora de serviço, o tempo que leva a encontrar o defeito e a repará-lo também é um fator desfavorável para este tipo de linhas [27].

6.1. Cabos Elétricos Subterrâneos de Alta Tensão

6.1.1. Constituição

Os cabos subterrâneos podem ser monoplares ou tripolares e os seus condutores encontram-se normalmente isolados em todo o seu redor por polietileno reticulado, que

6.1 Cabos Elétricos Subterrâneos de Alta Tensão

corrente, consequência da indutância mútua e existe também a possibilidade de serem induzidas, na bainha e condutores metálicos do cabo, correntes de Foucault, criando aquecimento nestes. Caso estes sejam instalados numa formação em trevo, o campo magnético, à volta do condutor, é minimizado, reduzindo assim o aquecimento. Os cabos trifásicos também são vantajosos para formações em trevo, visto que os seus condutores individuais e respetivos isolamentos ficam próximos uns dos outros, resultando numa indutância mínima, uma vez que os campos magnéticos das correntes individuais se anulam mutuamente. Existem espaçadores que permitem uma maior fixação para os cabos utilizados na formação de trevo, maximizando o efeito desta anulação mútua dos campos magnéticos [27].

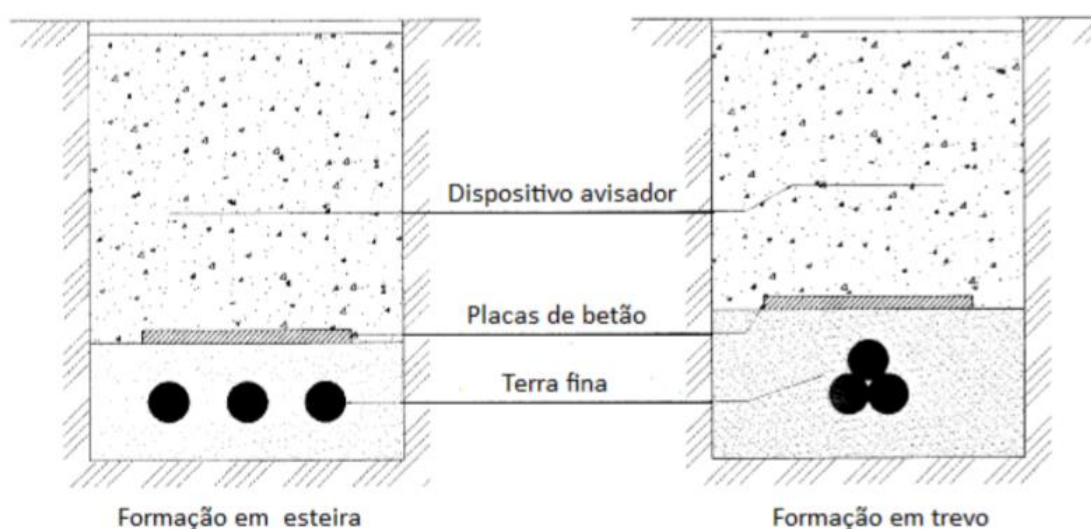


Figura 6.2: Tipos de disposição dos cabos subterrâneos [27]

6.1.3. Ligação das Blindagem à Terra

Os cabos elétricos isolados são constituídos por uma blindagem metálica, de cobre ou de alumínio, sobre o qual são induzidas tensões. Consoante o sistema de ligação à terra efetuado nas blindagens existe a possibilidade de aparecerem correntes induzidas, que diminuem a capacidade de transporte do cabo e, poderão também aparecer tensões induzidas que podem alcançar valores fora dos limites aceitáveis, criando-se assim um risco de segurança. No que diz respeito a redes subterrâneas de AT, os objetivos das ligações das blindagens dos cabos à terra têm como finalidade:

- eliminar ou reduzir correntes de circulação nas blindagens devidas a um acoplamento indutivo com a corrente que passa pelos cabos, evitando assim perdas de potência ativa;

- reduzir as tensões induzidas entre as blindagens dos cabos e a terra, tanto em regime permanente como em curto-circuito. As sobretensões induzidas durante curto-circuitos podem provocar avarias nos cabos, principalmente nas suas junções e nas caixas de ligação que se utilizam para a transposição de blindagens, assim como a perfuração do isolamento.

Deste modo, foram estudados e desenvolvidos diversos métodos de ligação de blindagens à terra, com o intuito de se diminuir ou extinguir a passagem de corrente nas bainhas, para assim haver menos perdas, durante o funcionamento dos cabos subterrâneos, bem como, aumentar a capacidade de transporte da linha e tentar manter o mais equilibrado possível o sistema trifásico de tensões [27].

6.1.3.1. Ligação à Terra em Ambas as Extremidades (*Both-ends*)

Através do campo magnético, originado pela corrente que percorre o condutor de fase, é induzida uma tensão longitudinal ao longo da bainha metálica do condutor, sendo esta proporcional ao comprimento da linha subterrânea. De modo a se reduzir a probabilidade de ocorrência de tensões excessivas, as bainhas são ligadas à terra em ambas as extremidades da linha.

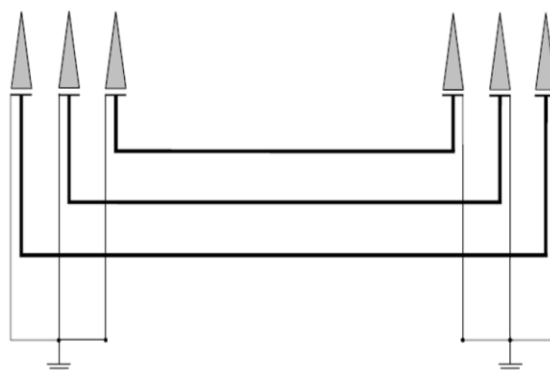


Figura 6.3: Esquema de ligação do método em *Both-Ends* [28]

Com este tipo de ligação é estabelecido um circuito fechado para as correntes induzidas. O calor gerado, pela circulação deste tipo de correntes, tem como consequência a diminuição da capacidade de transporte elétrico do condutor. Durante o funcionamento normal de uma linha subterrânea, o constante fluxo de corrente elétrica, pelas bainhas, resulta num aumento de perdas e numa necessidade de sobre dimensionar a secção dos condutores para garantir o nível de capacidade de transporte desejado na linha. Deste modo, opta-se por interromper o circuito de correntes, ou utilizam-se, em alternativa, outros métodos especiais para realizar a ligação das bainhas à terra, que não envolvem a formação de circuitos fechados [28].

6.1.3.2. Ligação das Blindagens em *Single-point*

De forma a se conseguir eliminar o efeito de corrente de fugas induzidas deve-se ligar à terra apenas uma das extremidades da linha, perfazendo-se assim uma ligação em *Single-point*. Contudo, nesta situação, na extremidade da linha que não se encontra ligada à terra, observa-se um aumento de tensão, proporcional ao comprimento da linha e, também, uma diferença de potencial entre as bainhas. Uma vez que estes valores são proporcionais ao comprimento da linha é possível atingir-se valores de tensão, nas bainhas, acima dos limites permitidos por lei.

Assim, afim de se garantir todos os parâmetros de segurança, para comprimentos de linhas acima de 1 km, são utilizados descarregadores de sobretensões (DST), numa das extremidades da linha, que têm como objetivo bloquear a passagem de corrente em funcionamento normal e em curto-circuito, minimizando assim o efeito de subida de potencial.

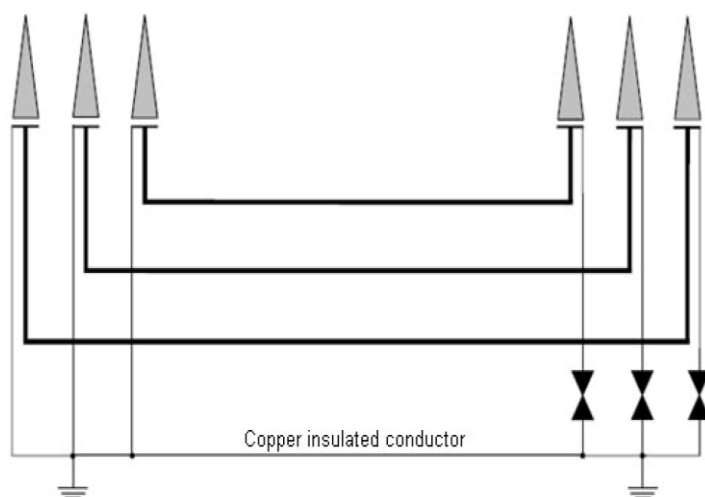


Figura 6.4: Esquema de ligação do método *Single-point* [28]

As blindagens encontram-se interligadas entre elas e ligadas à terra numa das extremidades da linha, podendo esta última ligação ser feita no ponto intermédio, para casos onde se verifique que, para a situação anterior, sejam geradas tensões elevadas nas bainhas.

Este esquema de ligação é provido de um circuito de retorno para as correntes induzidas, através de um condutor de continuidade de cobre, que permite equilibrar o potencial elétrico em ambas as extremidades da linha, evitando-se, assim, que haja um fluxo constantes de corrente pelas bainhas durante o funcionamento normal de uma linha. O condutor de continuidade deve ser isolado para prevenir problemas de corrosão e instalado o mais próximo possível do circuito trifásico para minimizar o aumento de tensão resultante de um

defeito numa das fases. A secção deste condutor, bem como a sua condutividade eléctrica devem ser adequadas para a corrente de curto-circuito do sistema.

Como já referido, as tensões induzidas neste tipo de ligação aumentam consoante o comprimento da linha, logo este método só poderá ser aplicado em contextos de condutores com comprimentos limitados, tornando-se a sua grande desvantagem [28].

6.1.3.3. Ligação das Blindagens em *Cross-bonding*

O método de *Cross-bonding* é o ideal para traçados de linhas subterrâneas superiores a 1 km, uma vez que é possível minimizar as perdas nas bainhas dos condutores fazendo-se uma ligação cruzada das bainhas em cada transição de troço. O método consiste, essencialmente, na divisão do traçado da linha em três secções (ou múltiplos de três), aproximadamente iguais, com as bainhas conectadas à terra nas extremidades da linha. Deste modo, a soma vetorial das tensões induzidas é, praticamente, nula, visto que, cada um dos três campos magnéticos alternados induzem tensões com uma mudança de fase de 120° , nas bainhas dos condutores. Os locais ideais para se aplicar o cruzamento das bainhas são as uniões dos condutores, onde são aplicadas caixas de *cross-bonding*, para a permutação das bainhas equipadas com DSTs.

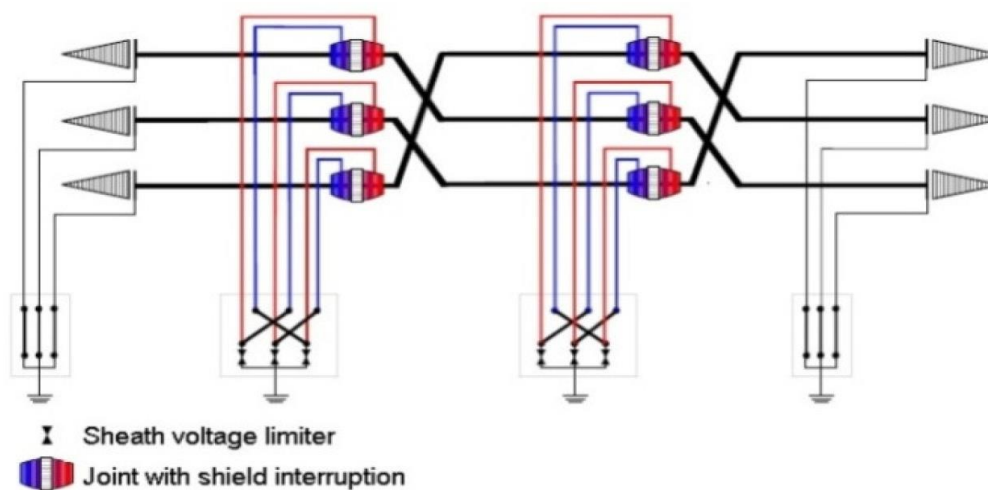


Figura 6.5: Esquema de ligação do método *Cross-bonding* [28]

Esta solução não possui limitação para o comprimento que a linha pode tomar, sendo a razão para este sistema, com ligação de bainhas de forma cruzada, ter uma grande aplicabilidade nos sistemas de distribuição eléctrica. Em contrapartida, é um método que se pode tornar bastante dispendioso, economicamente, na altura da sua implementação [28].

a) Tipos de Implementação

Cross-bonding seccionado:

Em situações onde existe um número de secções elementares divisível por três, é possível configurar o circuito para uma ou mais secções maiores, em série. É na junção dessas secções e nas extremidades do circuito que é realizada a ligação entre as blindagens e estas à terra, como se pode verificar na Figura 6.6.

Quando é necessária a utilização de limitadores de tensão, eles devem de ser instalados nas junções onde haja uma ligação de blindagens do tipo *cross-bonding*. Este método, em comparação com os restantes tipos de *cross-bonding*, requer um menor número de DSTs, sendo assim, normalmente, o mais utilizado [27].

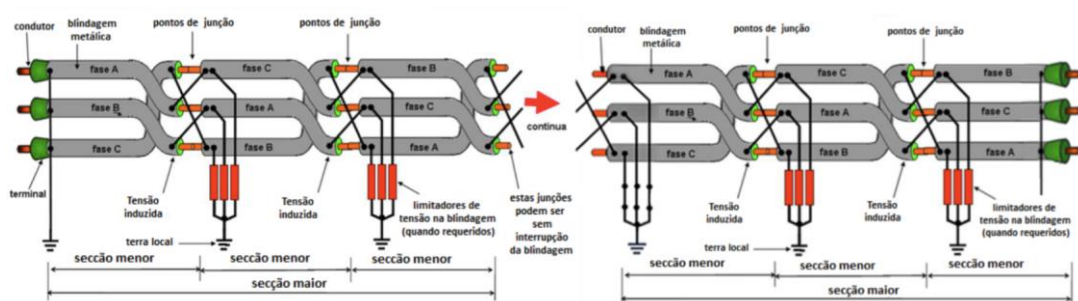


Figura 6.6: *Cross-bonding seccionado* [27]

Cross-bonding seccionado modificado:

Nesta modificação do método anterior não é necessário ter um número de secções menores exatamente divisível por três, tornando-se assim numa solução para casos onde os comprimentos das bobinas dos condutores não respondem suficientemente ao comprimento necessário para a instalação. Contudo, surgem novas condições de equilíbrio de tensão que devem ser respeitadas, podendo estas serem realizadas de duas maneiras: numa delas, uma das secções elementares deve de ser dividida em duas subsecções, sendo uma destas posicionada em primeiro lugar, seguida de duas secções elementares e a outra subsecção, perfazendo-se assim uma secção maior, como se verifica na Figura 6.7; a outra, divide na mesma a secção em duas, mas a configuração é diferente, colocando-se em primeiro uma das subsecções, seguida de uma elementar e depois outra subsecção, terminando com a última elementar, como se pode ver representado na Figura 6.8. A soma das duas subsecções deve ser igual ao comprimento de uma das secções menores elementares [27].

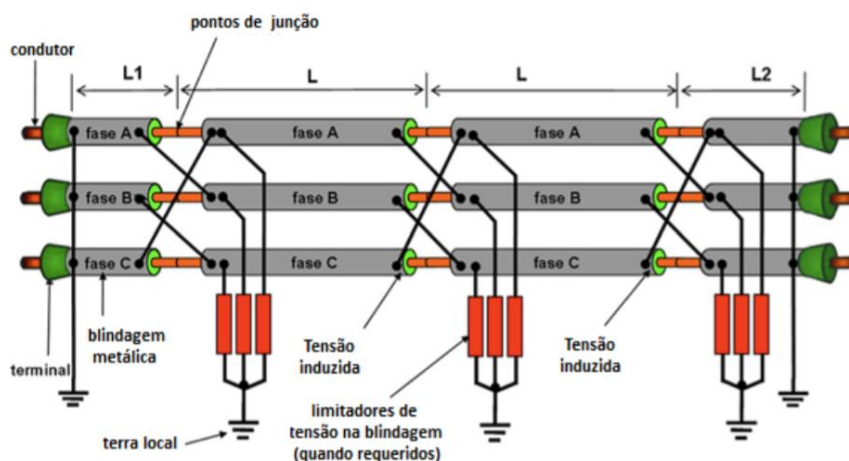


Figura 6.7: *Cross-bonding* seccionado modificado [27]

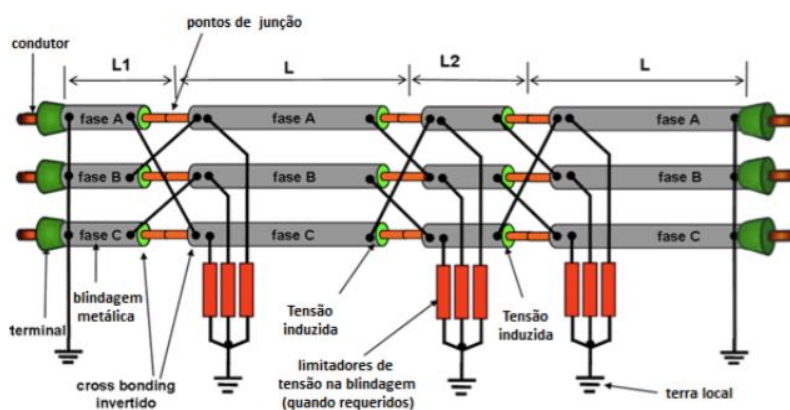


Figura 6.8: *Cross-bonding* seccionado modificado tipo 2 [27]

Cross-bonding e transposição:

Nas configurações em que os condutores não se encontrem em formações assimétricas, as tensões induzidas não são iguais entre fases, logo, o valor nulo da soma das tensões não se verifica, apesar de ser utilizado o *cross-bonding*. De forma a se contornar esse problema é feita a transposição dos condutores em cada local de união e também é realizada uma ligação cruzada nas blindagens, sendo que cada condutor mantém a sua posição relativa na formação [27].

6.1 Cabos Elétricos Subterrâneos de Alta Tensão

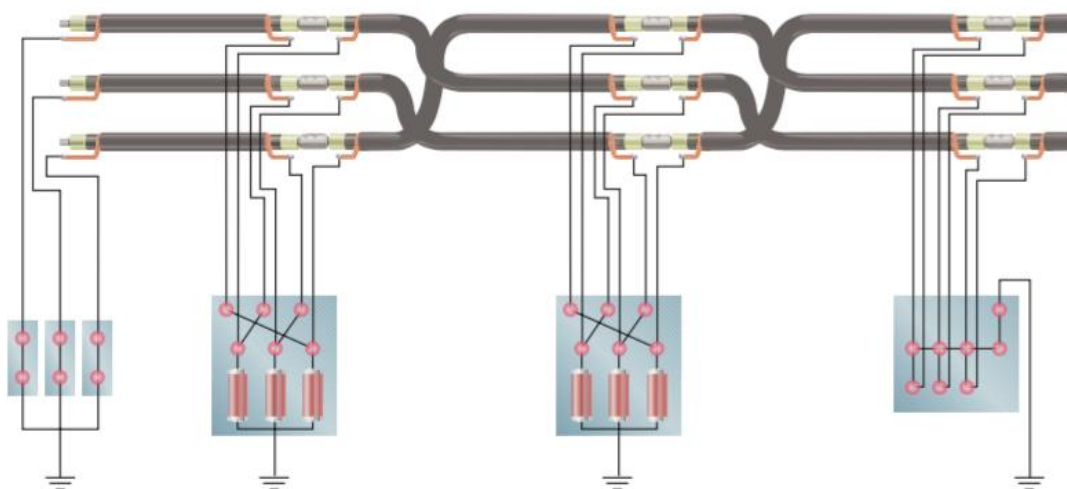


Figura 6.9: *Cross-bonding* com transposição [27]

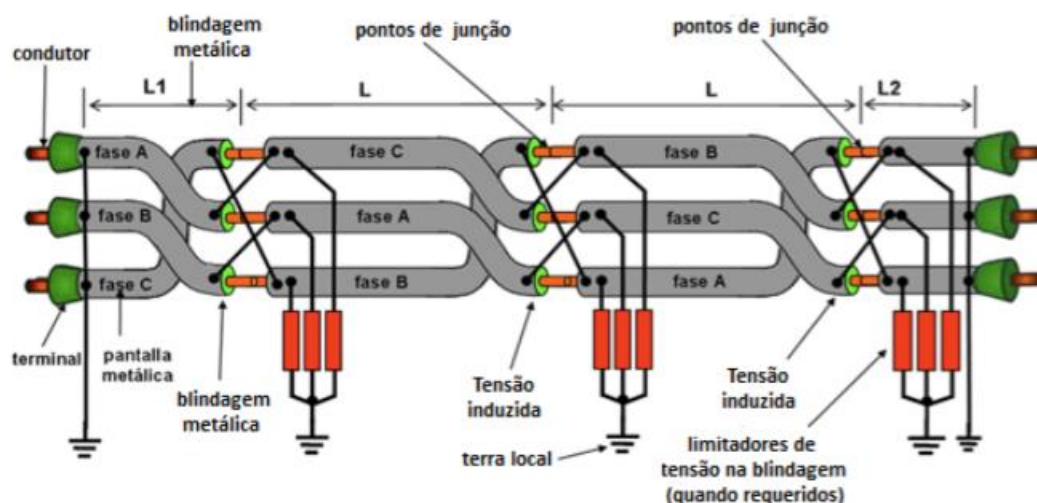


Figura 6.10: *Cross-bonding* seccionado modificado tipo 1, com transposição [27]

6.1.3.4. Elementos Constitutivos dos Circuitos nas Blindagens em Ligações de Bainhas em *Cross-bonding*

Num sistema de implementação do tipo *cross-bonding* os seguintes equipamentos são utilizados:

Caixas de *cross-bonding*:

Onde é executado o cruzamento das bainhas e onde são colocados os DSTs. Cada caixa deve dispor de um elétrodo de terra próprio para criar um circuito de terra de retorno em cada secção da linha. Têm de ser à prova de água e capazes de suster os efeitos térmicos ou falhas elétricas de qualquer elemento que se encontre no seu interior, incluindo um possível curto-circuito interno. Para facilitar os trabalhos de manutenção, estas devem ser instaladas nas caixas de união, com fácil acesso (uso de caixas de visitas) e, estas, não devem de se situar a mais de um metro de profundidade.

Caixas de *bonding* direto:

São, normalmente, aplicadas nas extremidades da linha para ligar as bainhas diretamente à terra. Estas incluem um eletrodo de terra próprio, mas não um DST, como nas caixas de *cross-bonding*.

Kits de interrupção das blindagens:

São kits necessários dentro de cada caixa de união para se poder retirar a blindagem do interior da respetiva caixa e para a ligação de um cabo concêntrico. É este cabo coaxial que irá ligar as bainhas às caixas de *cross-bonding*.

Cabos de ligação entre as bainhas e as caixas de *cross-bonding*:

Estes cabos devem ser do tipo coaxial, isolados com *cross linked polyethylene* (XLPE), ou condutores monopolares flexíveis. A secção é determinada pelo valor máximo da corrente de curto-circuito prevista para a linha elétrica a ser instalada. Caso a escolha recaia na utilização de condutores monopolares, ao invés dos cabos coaxiais, não é necessário incluir kits adicionais de interrupção de blindagem. As ligações das bainhas devem ser desenhadas de modo a minimizar o comprimento dos cabos, não devendo estes exceder os 10 metros[28].

6.2. Métodos de Cálculo para Linhas Subterrâneas

6.2.1. Objetivo

O cálculo elétrico realizado para uma linha subterrânea de AT visa determinar a capacidade máxima de transporte de um cabo isolado, dessa linha. Este cálculo está dependente da temperatura máxima a que o cabo irá operar, uma vez que esta afeta diretamente a quantidade de calor que é dissipado pelos condutores, por efeito de Joule. No entanto, ao contrário das linhas aéreas, é necessário considerar outras fontes de calor, que também influenciam as temperaturas dos condutores e suas respetivas blindagens [29].

6.2.2. Cálculo de Perdas e Queda de Tensão

Neste tipo de linhas, para além das perdas por efeito de Joule, no condutor, o aquecimento do cabo dá-se, também, através das diferentes perdas que ocorrem ao longo das diferentes camadas de material que envolvem o condutor, como é o caso das perdas dielétricas no isolamento e as perdas por efeito de Joule, consequentes das correntes induzidas nas

6.2 Métodos de Cálculo para Linhas Subterrâneas

blindagens. Assim, o cálculo para determinar a corrente máxima admissível que pode circular num cabo enterrado, em regime permanente, consistirá em resolver este problema de transferências de calor que ocorrem ao longo do cabo, e que culminarão na dissipação, por condução, deste calor, gerado pelas várias perdas, para o solo que envolve o cabo [29].

6.2.2.1. Resistência C.A. do Condutor

Quando ocorre a passagem de corrente alternada num cabo é induzido à sua volta um campo magnético, que gera uma força contra-eletromotriz dentro dele e dos condutores situados na sua proximidade, que se irá opor ao sentido normal da corrente. Esta oposição aumenta a resistência ôhmica, aumentando assim as perdas por efeito de Joule geradas no cabo.

Devido a este fenómeno, a distribuição da intensidade elétrica dentro do condutor não será uniforme, sendo que esta será mais densa à medida que se vai afastando do interior do condutor (efeito pelicular), e ainda, esta será mais reduzida, uma vez que será afetada pelos campos magnéticos criados pelos condutores que se encontrarão nas proximidades (efeito de proximidade) [29].

A expressão da resistência do condutor em c.a. e à temperatura máxima de serviço é dada por:

$$R = R' * (1 + y_s + y_p) \quad (6.1)$$

Onde:

- R' – Resistência em c.c. do condutor à temperatura máxima de operação [Ω/km];
- y_s – Fator de efeito pelicular;
- y_p – Fator de efeito de proximidade.

Normalmente, os valores referentes à resistência do condutor em c.a., à temperatura máxima e normal de serviço, encontram-se disponíveis nas fichas técnicas dos mesmos, disponibilizadas pelo fabricante. Serão esses mesmos valores que serão utilizados nos cálculos para a linha subterrânea.

Os métodos de cálculos, para os coeficientes de efeito pelicular e proximidade, podem ser consultados no ponto 2.1.2. da norma internacional IEC 60287-1-1 [30].

A resistência R' em c.c. à temperatura máxima de serviço é obtida através da expressão (6.2):

$$R' = R_{20} * [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] \quad (6.2)$$

Onde:

- R_{20} – Resistência em c.c. do condutor a 20°C [Ω/km];

O valor de R_{20} consta da norma IEC 60228 [31], mas também é normalmente facultado nos dados cedidos pelos fabricantes do cabo.

- α_{20} – Coeficiente de temperatura a 20°C:
 - Cobre – $\alpha_{20} = 3,83 * 10^{-3} [K^{-1}]$;
 - Alumínio - $\alpha_{20} = 4,03 * 10^{-3} [K^{-1}]$;
- θ – Temperatura máxima de operação em graus Celsius a 20°C.

O valor do coeficiente $1 + \alpha_{20}(\theta - 20)$ é também normalmente tabelado e dado em função de θ .

6.2.2.2. Perdas Dielétricas nos Isolamentos

Uma vez que os isolamentos presentes nos cabos não são perfeitos, estes ao serem submetidos a uma certa tensão permitem sempre a passagem de uma pequena corrente de condução. Estas pequenas correntes originam perdas de energia ativa dentro da camada isolante, que provocam o aquecimento do isolante, também chamadas de perdas dielétricas [29].

As perdas no dielétrico de um condutor são dadas por:

$$W_d = \omega * C * U_0^2 * \text{tg}(\delta) [W/m] \quad (6.3)$$

Onde:

- ω – Frequência angular da rede;
- C – Capacidade por unidade de comprimento [F/m];
- U_0 – Tensão Simples [V];
- $\text{tg}(\delta)$ – Fator de Perdas.

Em que a capacidade é dada por:

$$C = \frac{\epsilon}{18 * \ln\left(\frac{D_i}{d_c}\right)} * 10^{-9} [F/m] \quad (6.4)$$

6.2 Métodos de Cálculo para Linhas Subterrâneas

Onde:

- ε – Permitividade relativa do isolamento;
- D_i – Diâmetro externo do isolamento, excluindo blindagem [mm];
- d_c – Diâmetro do condutor, incluindo blindagem, se existir [mm].

O valor da capacidade é normalmente disponibilizado pelo fabricante, através das fichas técnicas dos cabos a serem utilizados. Contudo, em caso de omissão dessa informação, o valor de ε pode ser obtido através da Tabela 3 disponibilizada na norma IEC 60287-1-1 [30].

6.2.2.3. Indutância Linear por Unidade de Comprimento

- Cabos dispostos em esteira:

$$L_m = 2 * 10^{-4} * \ln\left(\frac{a'}{0,779 * r_l}\right) [H/km] \quad (6.5)$$

$$a' = \sqrt[3]{2} * a [mm] \quad (6.6)$$

- Cabos dispostos em trevo:

$$L_R = L_S = L_T = L \quad (6.7)$$

$$L = 2 * 10^{-4} * \ln\left(\frac{a}{0,779 * r_l}\right) [H/km] \quad (6.8)$$

Onde:

- L – Indutância linear para cada um dos condutores de fase de um sistema trifásico;
- a – Distância entre eixos dos condutores [mm];
- r_l – Raio da alma condutora de cada um dos condutores [mm];
- L_m – Indutância linear média.

6.2.2.4. Indutância Mútua entre a Alma e a Blindagem

A blindagem liberta calor, através das perdas por efeito de Joule, quando é percorrida por uma corrente induzida, de valor significativo, diminuindo, conseqüentemente, a sua capacidade de transporte.

Normalmente, despreza-se este fenômeno, para situações em que são utilizados sistemas de *single-point*, *cross-bonding*, ou até, quando são utilizados cabos em esteira com transposição e, também, para cabos multipolares, nos quais a parte metálica da blindagem envolve os conjuntos das fases e cabos unipolares, cujas blindagens são constituídas por fitas [20].

A reactância mútua entre a alma condutora e a blindagem é descrita através da fórmula:

$$X_M = \omega * M \text{ [}\Omega/\text{km]} \quad (6.9)$$

Onde:

- ω – Frequência angular da rede;
- M – Indutância mútua entre o condutor e a blindagem, no caso de uma disposição simétrica dos condutores;

$$M = 0,2 * \ln\left(\frac{2 * a_m}{d_m}\right) * 10^{-3} \text{ [H/km]} \quad (6.10)$$

Onde:

- $2*a_m$ – Distância geométrica média entre eixos dos condutores [mm];
- d_m – Diâmetro médio da blindagem [mm].

6.2.2.5. Tensão Induzida na Blindagem

Com a circulação de correntes, em regime permanente, nos condutores, são induzidas tensões nos elementos metálicos (nomeadamente as blindagens) que os envolvem. Deste modo, são geradas correntes elétricas, que poderão ser maiores ou menores, estando este fator dependente da disposição dos cabos, do sistema de ligação de blindagens utilizado e se o tipo de material que as constitui é magnético, ou não [27].

A tensão induzida na blindagem é descrita por:

$$E = M * \omega * I \text{ [V/km]} \quad (6.11)$$

Onde:

- I – Corrente que percorre a alma condutora [A];
- M – Indutância mútua, entre alma condutora e o ecrã [H/km].

6.2.2.6. Fator de Perdas da Blindagem

As perdas de energia nas blindagens ou ecrãs consistem em perdas originadas pela circulação de correntes induzidas e por correntes de Foucault. O fator que representa essas perdas é dado pela expressão (6.12):

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 \quad (6.12)$$

Onde:

- λ'_1 – Fator de perdas devido à circulação de correntes induzidas;

6.2 Métodos de Cálculo para Linhas Subterrâneas

- λ''_1 – Fator de perdas devido a correntes de Foucault.

Há casos em particular em que são indicadas qual o tipo de perdas que devem ser consideradas para o cálculo. Em sistemas de ligação rígida à terra a influência das correntes de Foucault são consideradas desprezáveis, comparativamente à influência das correntes induzidas na blindagem. Por outro lado, nos sistemas de ligação especial à terra, num sistema perfeito, não existe circulação de correntes na blindagem, considerando-se apenas perdas devidas à existência de correntes de Foucault. No entanto, para um sistema de *cross-bonding*, é considerado irrealista assumir que todas as pequenas secções são eletricamente idênticas, não se devendo assim desprezar as perdas na blindagem do cabo.

As expressões, a seguir representadas, que relacionam as perdas nas blindagens, devidas a correntes induzidas e de Foucault, constam no ponto 2.3. da Norma Internacional IEC 60287-1-1 [30], elencando-se aqui as necessárias, para os cálculos de um sistema de ligação de blindagem em *both-ends* e *cross-bonding*.

Para três cabos unipolares, com sistema de ligação de blindagens em *both-ends*, em formação de trevo juntivo, o fator de perdas é dado por:

$$\lambda'_1 = \frac{R_s}{R} * \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{X}\right)^2} \quad (6.13)$$

Onde:

- R_s – Resistência da blindagem à temperatura de operação [Ω/km];
- X – Reactância do cabo [Ω/m];

Em que:

$$X = 2 * \omega * 10^{-7} * \ln\left(\frac{2 * s}{d}\right) [\Omega/\text{m}] \quad (6.14)$$

Onde:

- ω – Frequência angular da rede.
- s – Distância entre o eixo do condutor e a secção elétrica considerada [mm];
- d – Diâmetro médio da blindagem [mm].

Uma vez que as correntes de Foucault são desprezáveis, λ_I'' toma o valor de 0.

Para três cabos unipolares, com sistema de ligação em *cross-bonding*, em formação de trevo juntivo, o fator de perdas é dado por:

$$\lambda_1'' = \frac{R_s}{R} * \left[g_s * \lambda_0 * (1 + \Delta_1 + \Delta_2) + \frac{\beta_1 * t_s^4}{12 * 10^{12}} \right] \quad (6.15)$$

Onde:

$$g_s = 1 + \left(\frac{t_s}{D_s} \right)^{1,74} * (\beta_1 * D_s * 10^{-3} - 1,6) \quad (6.16)$$

$$\beta_1 = \sqrt{\frac{4 * \pi * \omega}{10^7 * \rho_s}} \quad (6.17)$$

- R_s – Resistência da blindagem à temperatura de operação [Ω/km];
- R – Resistência do condutor em c.a. à temperatura máxima de operação [Ω/km];
- ρ_s – Resistividade elétrica do material da blindagem à temperatura de operação [$\Omega.\text{m}$];
- D_s – Diâmetro externo da blindagem do cabo [mm];
- t_s – Espessura da blindagem [mm];
- ω – Frequência angular da rede.

Para três cabos dispostos em trevo:

$$\lambda_0 = 3 * \left(\frac{m^2}{1 + m^2} \right) * \left(\frac{d}{2 * s} \right)^2 \quad (6.18)$$

$$\Delta_1 = (1,14 * m^{2,45} + 0,33) * \left(\frac{d}{2 * s} \right)^{0,92 * m + 1,66} \quad (6.19)$$

$$\Delta_2 = 0 \quad (6.20)$$

Em que:

$$m = \frac{\omega}{R_s} * 10^{-7} \quad (6.21)$$

E, para $m \leq 0,1$, Δ_1 e Δ_2 podem ser desprezados.

Onde:

- s – Diâmetro entre eixos dos cabos [mm];
- d – Diâmetro médio da blindagem [mm].

6.2 Métodos de Cálculo para Linhas Subterrâneas

Uma vez que num sistema de ligação em *cross-bonding*, a divisão das suas secções, nem sempre é idêntica, o fator de perdas referente às correntes que circulam na blindagem tomará o valor de $\lambda_1' = 0,03$, como descrito na norma acima referida [30].

6.2.2.7. Queda de Tensão

A expressão completa do módulo da queda de tensão numa linha de transporte de energia elétrica, que considera tanto os parâmetros característicos da linha como o sistema de ligação das blindagens é:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * \sqrt{(R * (1 + \lambda))^2 + X_L^2} [V] \quad (6.22)$$

Onde:

- I – Intensidade da corrente na linha em estudo [A];
- R – Resistência do condutor em corrente alternada à temperatura máxima de operação [Ω/km];
- λ – Fator de perdas da blindagem;
- X_L – Reactância indutiva na linha [Ω/km];

6.2.2.8. Perdas de Potência na Linha

A perda de potência ativa na linha pode-se expressar como:

$$\Delta P = 3 * I^2 * L * R * (1 + \lambda) [W] \quad (6.23)$$

Onde:

- I – Intensidade de corrente na linha [A];
- R – Resistência do condutor a 90°C em Ω/km para isolamento em PEX;
- L – Comprimento da linha em km;
- λ – Fator de perdas da blindagem.

6.2.3. Cálculo da Resistência Térmica

Existe uma resistência à propagação do calor entre os diferentes elementos do cabo e o meio em que este se encontra, estando esta dependente dos diversos tipos de materiais, suas dimensões e respetivas resistências térmicas. Entende-se, assim, que a resistência térmica está relacionada com a diferença de temperatura entre duas faces de um elemento e a potência calorífica que o atravessa [20].

$$\Delta\theta = T.W \quad (6.24)$$

Onde:

- T – Resistência térmica do elemento considerado [K.m/W];
- $\Delta\theta$ – Diferença de temperatura [K];
- W – Potência calorífica [W/m].

Considerando que a transmissão de calor se dê por condução, a resistência térmica pode ser descrita pela seguinte expressão (6.25):

$$T = \rho_T * F \quad (6.25)$$

Onde:

- ρ_T – Resistividade térmica do material constituinte [K.m/W];
- F – Fator dependente da forma e das dimensões do elemento considerado.

As secções seguintes apresentam as expressões necessárias para a realização do cálculo da resistência térmica dos elementos constituintes do cabo, bem como do seu meio envolvente. Estas encontram-se definidas pela Norma Internacional IEC 60287-2-1, ponto 2.1 e 2.2. [32]. Serão apenas indicadas as expressões que foram relevantes para a execução deste trabalho, uma vez que existe uma grande variedade delas, para um único elemento, sendo que a diferença entre elas reside nos tipos de cabos utilizados e respectivos métodos de instalação.

6.2.3.1. Resistência Térmica entre Condutor e Bainha T_1

Para cabos monopolares a resistência térmica entre um condutor e a bainha T_1 é dada pela expressão (6.26), existente no ponto 2.1.1.1., na norma acima mencionada.

$$T_1 = \frac{\rho_T}{2 * \pi} * \ln \left[1 + \frac{2 * t_1}{d_c} \right] \quad (6.26)$$

Onde:

- ρ_T – Resistividade térmica da isolação [K.m/W];
- d_c – Diâmetro do condutor [mm];
- t_1 – Espessura de isolação entre condutor e bainha [mm].

6.2.3.2. Resistência Térmica entre Bainha e Armadura T_2

Para cabos monopolares, bipolares e tripolares, com bainha metálica comum, a resistência térmica entre a bainha e armadura T_2 , do cabo, é dada pela expressão (6.27), existente no ponto 2.1.2.1., da norma.

$$T_2 = \frac{\rho_T}{2 * \pi} * \ln \left[1 + \frac{2 * t_2}{d_c} \right] \quad (6.27)$$

Onde:

- ρ_T – Resistividade térmica da isolação [K.m/W];
- d_c – Diâmetro do condutor [mm];
- t_2 – Espessura de isolação entre bainha e armadura [mm].

6.2.3.3. Resistência Térmica de Revestimento Externo T_3

Os revestimentos externos assumem geralmente a forma de camadas concêntricas e a resistência térmica T_3 é dada por:

$$T_3 = \frac{\rho_T}{2 * \pi} * \ln \left[1 + \frac{2 * t_3}{D'a} \right] \quad (6.28)$$

Onde:

- ρ_T – Resistividade térmica da isolação [K.m/W];
- $D'a$ – Diâmetro externo da armadura [mm];
- t_3 – Espessura de isolação entre bainha e armadura [mm].

6.2.3.4. Resistência Térmica do Meio Envolvente T_4

Para três cabos monopolares em formação de trevo juntivo, a resistência térmica entre o cabo e o meio envolvente T_4 , é expressa por:

$$T_4 = \frac{\rho_T}{2 * \pi} * [\ln(2 * u) + 2 * \ln * (u)] \quad (6.29)$$

Onde:

$$u = \frac{(2 * L)}{D_e} \quad (6.30)$$

- ρ_T – Resistividade térmica [K.m/W];
- D_e – Diâmetro externo do cabo [mm];
- L – Distância da superfície ao eixo do cabo [mm].

6.2.4. Intensidade de Corrente Máxima Admissível

As expressões para o cálculo da corrente máxima admissível no cabo, estão definidas na Norma Internacional IEC 60287-1-1, ponto 1.4. [30]. Igualmente ao que sucedeu no ponto anterior, existem várias expressões que têm em conta o meio onde os cabos estão instalados, apenas será apresentada a expressão que foi necessária para a realização deste projeto.

Para cabos enterrados onde a secagem do solo não ocorre ou cabos ao ar livre protegidos por radiação solar, a corrente máxima admissível de um cabo em c.a. pode ser derivada da expressão para o aumento da temperatura acima da temperatura ambiente [30]:

$$\Delta\theta = \left(W_c + \frac{1}{2}W_d\right) * T_1 + [W_c * (1 + \lambda_1) + W_d] * T_2 + [W_c * (1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d] * (T_3 + T_4) \quad (6.31)$$

Resolvendo a expressão (6.31) em ordem a I , a equação que determina qual a corrente máxima admissível é a seguinte:

$$I = \sqrt{\frac{(\Delta\theta - W_d(0,5 * T_1 + T_2 + T_3 + T_4))}{R * T_1 + R(1 + \lambda_1 + \lambda_2) * (T_3 + T_4)}} \quad (6.32)$$

Onde:

- $\Delta\theta$ – Variação entre temperatura máxima do condutor e temperatura ambiente [°C];
- R – Resistência em c.a. de um condutor à temperatura máxima de operação [W/m];
- W_d – Perdas dielétricas entre o condutor e a blindagem [W/km];
- T_1 – Resistência térmica entre o condutor e a bainha [K.m/W];
- T_2 – Resistência térmica entre a bainha e a armadura [K.m/W];
- T_3 – Resistência térmica do revestimento externo do cabo [K.m/W];
- T_4 – Resistência térmica entre a superfície do cabo e meio envolvente [K.m/W];
- λ_1 – Fator de perdas da blindagem para as perdas totais em todos os condutores;
- λ_2 – Fator de perdas da armadura para as perdas totais em todos os condutores.

6.3. Proximidade Térmica com outras Canalizações

Nos casos em que este fenómeno ocorre é fundamental tê-lo em consideração, de forma a se assegurar uma escolha apropriada da secção, quando se faz um dimensionamento de raiz e, também, para projetos correntes já com cabos previamente definidos.

6.3 Proximidade Térmica com outras Canalizações

Caso o intervalo entre várias canalizações, colocadas lado a lado, seja pelo menos igual a 1 m, o aquecimento mútuo entre elas é desprezável. Normalmente, dispõem-se as canalizações, que se encontram num mesmo percurso, em esteira horizontal, com uma distância de 20 cm entre os bordos mais próximos de duas canalizações vizinhas (cabo multipolar ou terno de cabos unipolares). Esta distância constitui um compromisso que permite limitar [20]:

- A largura da vala e, portanto, o custo das obras de engenharia civil;
- O aquecimento mútuo;
- Os riscos de deterioração, das canalizações vizinhas, durante a colocação ou em caso de acidente.

Levando em conta o ponto de vista económico, normalmente, não se espaçam os cabos com mais de 30 a 50 cm, uma vez que se poderia obter valas com larguras proibitivas. Contudo, existem casos onde é necessário proceder-se a um estudo económico, com vista a se obter um melhor coeficiente de proximidade com o afastamento dos cabos [20].

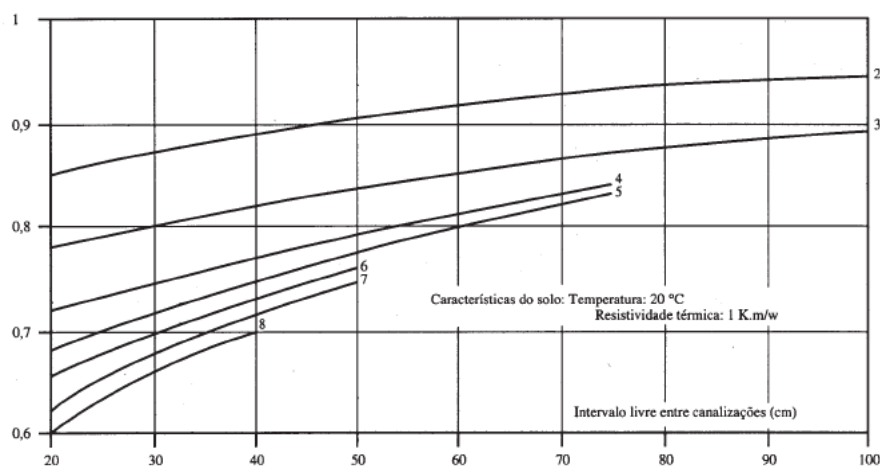


Figura 6.11: Coeficientes de correção para a colocação de canalizações trifásicas, em esteira [20]

Na Figura 6.11, está representada a relação entre o valor do coeficiente de correção e o intervalo livre deixado entre os bordos mais próximos de duas canalizações vizinhas, aquando da colocação, em uma só esteira, de vários cabos tripolares ou ternos de cabos monopulares idênticos, dispostos em triângulo juntivo. Considera-se um funcionamento em simultâneo e à plena carga, para todas as canalizações em esteira, de forma a se garantir uma margem de segurança [20].

Capítulo 7

Projeto de Linha Subterrânea e Estudo da Viabilidade do Método *Cross-bonding*

7.1. Características da Linha Subterrânea

A linha subterrânea terá uma extensão de 1533 metros e fará a ligação entre a subestação da Boavista e o posto de corte da Prelada. Uma vez que a linha é dupla, será estabelecida em dois ternos de cabos isolados do tipo LXHIOLE de 1000 mm², normalizado pela EDP, uma vez que numa formação em trevo o campo magnético é minimizado, reduzindo assim o aquecimento, como já mencionado na secção 6.1.2. A potência a transportar será de 120 MVA, sob a forma de corrente alternada trifásica, com uma tensão de 63 kV e uma frequência de 50 Hz. Os troços dos cabos subterrâneos serão totalmente estabelecidos em via pública. O traçado da linha encontra-se representado no Anexo J.

7.1.1. Características do Cabo Subterrâneo

O cabo a ser utilizado na linha será o LXHIOLE, com um condutor de 1000 mm² em alumínio, isolado a polietileno reticulado, bainha metálica com fios e fita de cobre, bloqueio radial à penetração de humidade em fita de alumínio, e bainha exterior em polietileno de média densidade, conforme se pode verificar na Figura 7.1.

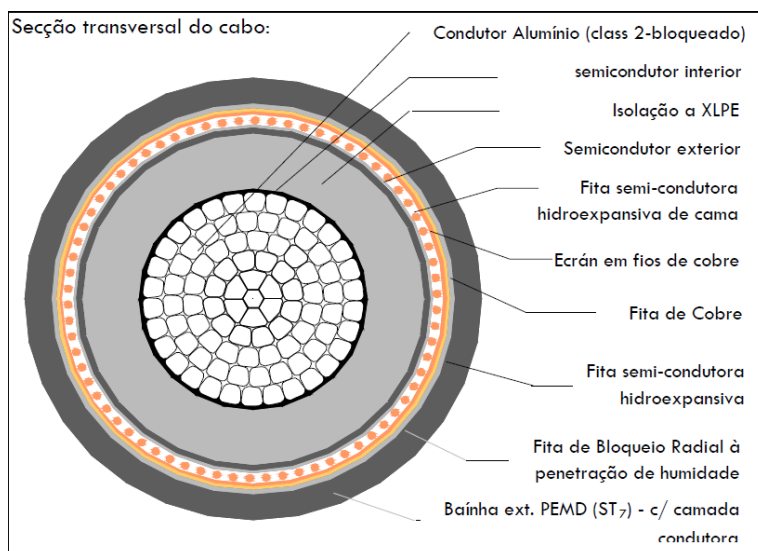


Figura 7.1: Constituição do cabo LXHIOLE 1000 mm²

As suas características elétricas e dimensionais são as seguintes:

Tabela 7.1: Características do cabo

Designação	Unidade	-----
Características Dimensionais		
Secção do Condutor	(mm ²)	1000
Diâmetro do Condutor	(mm)	39,3
Diâmetro sobre o Semicondutor	(mm)	41,4
Espessura da Isolação	(mm)	13
Diâmetro sobre a Isolação	(mm)	67,8
Diâmetro sobre o Semicondutor Exterior	(mm)	69,9
Diâmetro sobre a Blindagem	(mm)	75,6
Diâmetro sobre a Bainha Exterior	(mm)	86
Peso aproximado do Cabo	(g/m)	7,48
Características Elétricas		
Resistência Máx. Condutor c.a., 20°C	(Ω/km)	0,0291
Resistência Máx. Condutor c.a., 90°C	(Ω/km)	0,0413
Resistência Máx. da Blindagem, 20°C	(Ω/km)	0,14
Intensidade Máx. admissível em c.c. (1s)	(kA)	94
Intensidade Máx. admissível em c.c. (1s/0,6s)	(kA)	19,4/25,1
Capacidade	(μF/km)	0,28
Reactância	(Ω/km)	0,11

7.1.2. Modo de Ligação à Terra

As ligações das blindagens à terra serão feitas em *cross-bonding* seccionado, obtendo-se no final 3 ramos e 2 uniões como se pode verificar na Figura 7.2.

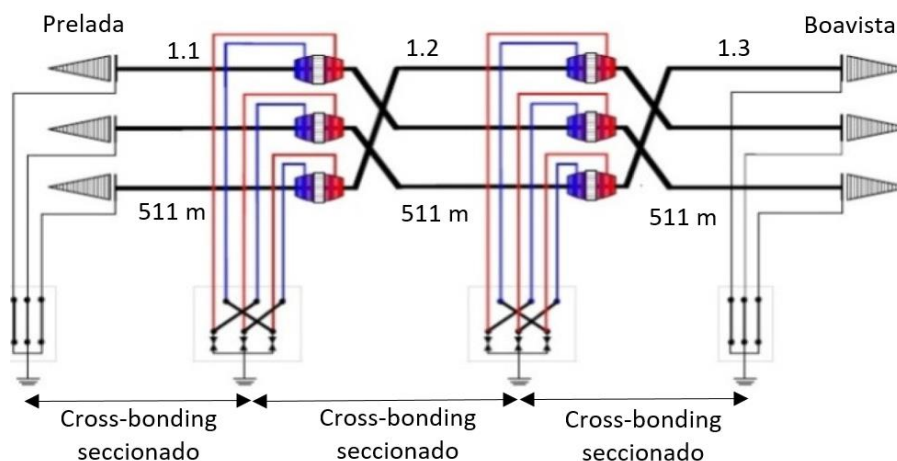


Figura 7.2: Esquema de ligação à terra da linha subterrânea, pelo método *cross-bonding*

Embora, para o traçado da linha tenha sido utilizado o método de *cross-bonding*, na secção referente aos cálculos elétricos, serão também feitos os cálculos para o método *both-ends*, de forma a, no final, se poder fazer uma análise comparativa entre estes dois métodos, com o intuito de se verificar qual o melhor a ser aplicado nesta linha.

7.2. Cálculo Elétrico

7.2.1. Intensidade de Corrente por Condutor

A partir da equação (3.1), a intensidade de corrente no troço será:

$$I = \frac{120 * 10^6}{\sqrt{3} * 63 * 10^3 * 0,9} = 1221,91 \text{ A}$$

Por cada condutor de cada uma das fases:

$$I = \frac{1221,91}{2} = 610,95 \text{ A}$$

7.2.2. Resistência do Condutor em C.A. à Temperatura Máxima (90°C)

A partir do valor tabelado na ficha técnica do cabo, a resistência do condutor em c.a. e à temperatura máxima (90°C) é de 0,0413 Ω /km. Assim, as resistências por cada ramo serão:

Tabela 7.2: Valores de resistência dos condutores, em cada ramo da instalação

Ramo	Comprimento (km)	R _{c.a.} 90°C (Ω)
1.1	0,511	0,02110
1.2	0,511	0,02110
1.3	0,511	0,02110
Total	1,533	0,06331

7.2.3. Perda de Potência nos Condutores

A partir da equação (3.28), a perda de potência num condutor será:

$$p = 610,95^2 * 0,0413 = 15415,8 \text{ W/km}$$

Assim, as perdas de potência por cada ramo serão:

Tabela 7.3: Valores de perdas nos condutores, para cada ramo da instalação

Ramo	Comprimento (km)	W _c (W)
1.1	0,511	7877,46
1.2	0,511	7877,46
1.3	0,511	7877,46
Total	1,533	23632,37

7.2.4. Reactância

Apesar de se poder calcular a reactância a partir da equação (6.9), opta-se por assumir o valor tabelado na ficha técnica do cabo, onde a reactância em trevo juntivo é de 0,11 Ω/km.

Assim, a reactância por cada ramo será:

Tabela 7.4: Valores de reactância, para cada ramo da instalação

Ramo	Comprimento (km)	X _L (Ω)
1.1	0,511	0,05621
1.2	0,511	0,05621
1.3	0,511	0,05621
Total	1,533	0,1686

7.2.5. Perdas Dielétricas no Isolamento

Embora exista uma expressão para se calcular as perdas dielétricas na isolação, optou-se por se utilizar o valor de perdas disponibilizado pelo fabricante do cabo, que tomará o valor de 0,054 W/m.

7.2 Cálculo Elétrico

Logo, as perdas dielétricas na isolação para cada ramo serão:

Tabela 7.5: Valores das perdas dielétricas, para cada ramo da instalação

Ramo	Comprimento (km)	W_d (W)
1.1	0,511	27,59
1.2	0,511	27,59
1.3	0,511	27,59
Total	1,533	82,78

7.2.6. Tensão Induzida nas Blindagens

Calculando a indutância mútua entre o condutor e a blindagem a partir da equação (6.10), temos que:

$$M = 0,2 * \ln\left(\frac{2 * 86}{75,6}\right) * 10^{-3} = 1,64 * 10^{-4} H/km$$

Resultando, a partir da equação (6.11), numa tensão induzida nas blindagens de:

$$E = 1,64 * 10^{-4} * 2 * \pi * 50 * 610,95 = 31,56 V/km$$

Assim, a tensão induzida por cada ramo será:

Tabela 7.6: Valores das tensões induzidas, para cada ramo da instalação

Ramo	Comprimento (km)	E (V)
1.1	0,511	16,13
1.2	0,511	16,13
1.3	0,511	16,13
Total	1,533	48,38

7.2.7. Fator de Perdas nas Blindagens

Both-ends:

Apesar de se poder calcular o fator de perda a partir da equação (6.12), opta-se por utilizar o valor disponibilizado pelo fabricante, para aplicações do método de duas extremidades, que toma o valor de 0,348.

Aplicando o fator de perdas ao valor das perdas nos condutores, obtemos que as perdas nas blindagens serão:

$$W_b = 15415,8 * 0,348 = 5364,69 W/km$$

Para a linha total:

$$W_b = 5364,69 * 1,533 = 8224,07 W$$

Cross-bonding:

A partir das equações (6.16) a (6.21) obtêm-se as seguintes variáveis necessárias ao cálculo do fator de perdas nas blindagens:

Tabela 7.7: Valores das variáveis, necessários para efetuar os cálculos relativos às perdas nas blindagens

Variáveis	Valor
Resistência Máx. Blindagem c.a., 90°C	0,1785
ρ_s	1,72E-08
t_s	3,6
m	0,00017600
λ_0	2,710E-10
Δ_1	0
Δ_2	0
β_1	151,501
g_s	1,04930921
λ'_1	0,03

Que através da resolução da equação (6.15), resultará:

$$\lambda''_1 = 0,03187$$

Assim, através da equação (6.12), obtém-se:

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 = 0,03 + 0,03187 = 0,062$$

Aplicando o fator de perdas ao valor das perdas nos condutores obtemos que as perdas nas blindagens serão:

$$W_b = 15415,8 * 0,062 = 953,77 W/km$$

Tabela 7.8: Valores das perdas nas blindagens, em cada ramo da linha

Ramo	Comprimento (km)	W_b (W)
1.1	0,511	487,38
1.2	0,511	487,38
1.3	0,511	487,38
Total	1,533	1462,13

7.2.8. Queda de Tensão

A partir da equação (6.22), e com:

Both-ends:

Tabela 7.9: Valores das variáveis, necessárias para o cálculo da queda de tensão, para o método *both-ends*

Variável	Valor
I (A)	1221,91
R (Ω/km)	0,0413
λ_1	0,348
X_L (Ω/km)	0,11
L (km)	1,533

Parte-se para o cálculo da queda de tensão em cada ramo, que resulta em:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * \sqrt{(R * (1 + \lambda))^2 + X_L^2}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * 610,95 * \sqrt{(0,0413 * (1 + 0,348))^2 + 0,11^2} = 260,92 \text{ V/km}$$

Dando um total de: $\Delta U = 260,92 * 1,533 = 400 \text{ V} \Leftrightarrow 0,635 \%$

Cross-bonding:

Tabela 7.10: Valores das variáveis, necessárias para o cálculo da queda de tensão, para o método *cross-bonding*

Variável	Valor
I (A)	1221,91
R (Ω/km)	0,0413
λ_1	0,062
X_L (Ω/km)	0,11
L (km)	1,533

Parte-se para o cálculo da queda de tensão em cada ramo, que resulta em:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * \sqrt{(R * (1 + \lambda))^2 + X_L^2}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * 610,95 * \sqrt{(0,0413 * (1 + 0,062))^2 + 0,11^2} = 250,62 \text{ V/km}$$

Tabela 7.11: Valores percentuais da queda de tensão, para cada ramo da linha

Dando um total de: $\Delta U = 250,62 * 1,533 = 384,20 V \Leftrightarrow 0,398 \%$

Ramo	Comprimento (km)	ΔU (%)
1.1	0,511	0,203
1.2	0,511	0,203
1.3	0,511	0,203
Total	1,533	0,61

7.2.9. Perdas de Potência

Both-ends:

A partir da equação (6.23), com:

$$\Delta P = 3 * 1221,91^2 * 0,0413 * (1 + 0,348) = 249365,47 W/km$$

E com:

$$P = 120 * 10^6 * 0,9 = 108000 * 10^3 W,$$

$$\Delta P\% = \frac{249365,47}{108000 * 10^3} * 100 = 0,231 \%/km$$

Resultando num total de: $\Delta P\% = 0,231 * 1,533 = 0,354 \%$

Cross-bonding:

A partir da equação (6.23), com:

$$\Delta P = 3 * 1221,91^2 * 0,0413 * (1 + 0,062) = 196434,47 W/km$$

E com:

$$P = 120 * 10^6 * 0,9 = 108000 * 10^3 W,$$

$$\Delta P\% = \frac{196434,47}{108000 * 10^3} * 100 = 0,182 \%/km$$

Tabela 7.12: Valores percentuais das perdas de potência, relativas a cada ramo da linha

Ramo	Comprimento (km)	ΔP (%)
1.1	0,511	0,093
1.2	0,511	0,093
1.3	0,511	0,093
Total	1,533	0,28

7.2.10. Resistências Térmicas

Pela equação (6.26), a resistência térmica entre um condutor e bainha, será dada por:

$$T_1 = \frac{3,5}{2 * \pi} * \ln \left[1 + \frac{2 * 15}{39,3} \right] = 0,316 \text{ K.m/W}$$

Pela equação (6.27), a resistência térmica entre a bainha e armadura, será dada por:

$$T_2 = 0 \text{ K.m/W}$$

Pela equação (6.28), a resistência térmica do revestimento externo, será dado por:

$$T_3 = \frac{3,5}{2 * \pi} * \ln \left[1 + \frac{2 * 3}{78,2} \right] = 0,0412 \text{ K.m/W}$$

Pela equação (6.29), a resistência térmica do meio envolvente, será dada por:

$$T_4 = \frac{1,2}{2 * \pi} * [\ln(2 * 30,70) + 2 * \ln(30,70)] = 2,0943 \text{ K.m/W}$$

Tendo previamente, através da equação (6.30), retirado que:

$$u = \frac{2 * 1320}{86} = 30,70$$

7.2.11. Intensidade de Corrente Máxima Admissível

Both-ends:

Pela equação (6.32), a intensidade máxima admissível será dada por:

$$I = \sqrt{\frac{(90 - 20) - 54 * 10^{-3} * [0,5 * 0,316 + (0,0412 + 2,0943)]}{0,0413 * 10^{-3} * 0,316 + 0,0413 * 10^{-3} * (1 + 0,348) * (0,0412 + 2,0943)}}$$

$$I = 727,75 \text{ A}$$

Considerando um espaçamento de 70 cm entre os dois ternos e aplicando o fator de proximidade da Figura 6.11, de 0,9, teremos que:

$$I = 727,75 * 0,9 = 654,97 \text{ A}$$

A intensidade de corrente no sistema será então:

$$I = 2 * 654,97 = 1309,95 \text{ A}$$

Cross-bonding:

Pela equação (6.32), a intensidade máxima admissível será dada por:

$$I = \sqrt{\frac{(90 - 20) - 54 * 10^{-3} * [0,5 * 0,316 + (0,0412 + 2,0943)]}{0,0413 * 10^{-3} * 0,316 + 0,0413 * 10^{-3} * (1 + 0,062) * (0,0412 + 2,0943)}}$$

$$I = 809,24 A$$

Considerando um espaçamento de 70 cm entre os dois ternos e aplicando o fator de proximidade da Figura 6.11, de 0,9, teremos que:

$$I = 809,24 * 0,9 = 728,32 A$$

A intensidade de corrente no sistema será então:

$$I = 2 * 728,32 = 1456,64 A$$

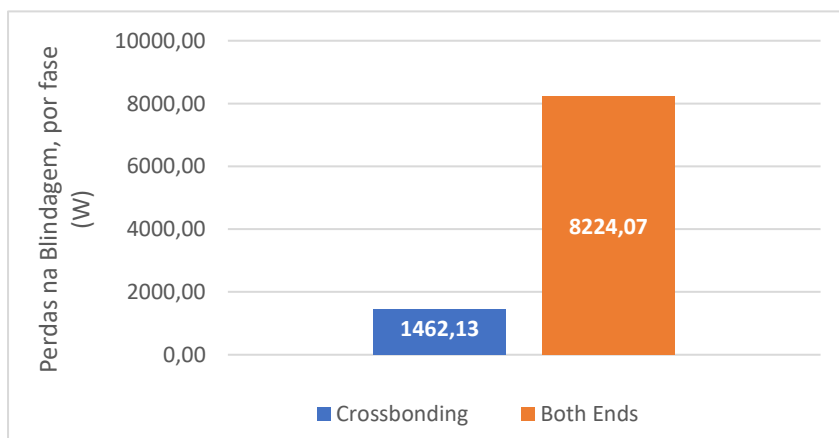
7.3. Análise de Resultados

Através dos resultados obtidos no ponto anterior é possível fazer uma comparação quantificada, relativamente ao valor de perdas nas blindagens, entre os dois tipos de configuração em análise, blindagens com ligação *both-ends* e a configuração utilizada neste projeto, blindagens com ligação *cross-bonding*.

Perdas na blindagem, por fase, para cada um dos métodos:

O Gráfico 7.1 representa o valor de perdas nas blindagens, por fase, nos dois métodos:

Gráfico 7.1: Comparação de perdas na blindagem para os diferentes métodos



Depois de uma simples observação do gráfico, conclui-se que numa configuração de *cross-bonding* consegue-se uma poupança, em perdas na blindagem, por fase, no valor de

7.3 Análise de Resultados

6761,94 W (8224,07 W – 1462,13 W), comparativamente a uma configuração em *both-ends*, ou seja, as perdas numa configuração de *cross-bonding* são 82% inferiores a uma configuração em *both-ends*.

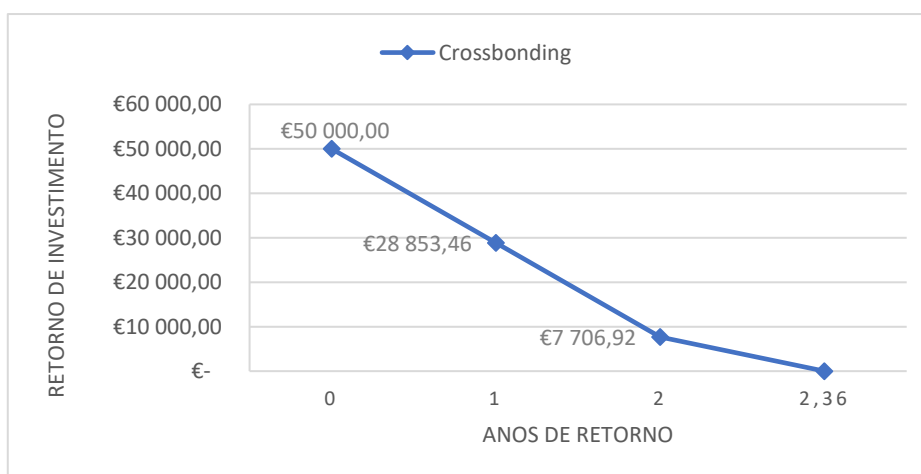
Poupança anual relativa ao método de *cross-bonding*:

Se se estender esta poupança para um ano, obtemos um valor de 59234 kWh de energia poupada, anualmente. Assumindo que o custo, relativo às perdas energéticas, se situa nos 0,0595 €/kWh, obter-se-ia uma poupança de 3524,42 €, para um cabo, sendo que para os seis cabos utilizados na linha será um total de 21146,54 €, por ano, que uma configuração de *cross-bonding* poupa em relação a uma em *both-ends*.

Período de amortização para o sistema de *cross-bonding*:

Embora a poupança para o *cross-bonding* seja apelativa, há que verificar se esta ainda assim é viável, uma vez que o investimento necessário para uma instalação em *cross-bonding* é superior a uma de *both-ends*. Através da folha de orçamentação calculou-se um custo para a linha de 836700 €, sendo este valor idêntico em ambos os métodos. Apenas o *cross-bonding* terá um custo de implementação adicional, no valor de 50000 € + IVA, logo através da poupança anual que esta aplicação consegue em relação ao *both-ends*, consegue-se amortizar o investimento num período de aproximadamente 2,4 anos, como se pode verificar no Gráfico 7.2. Uma vez que uma linha destas tem uma vida útil de várias décadas, este sistema mesmo tendo um investimento inicial elevado, continua a ser uma melhor opção.

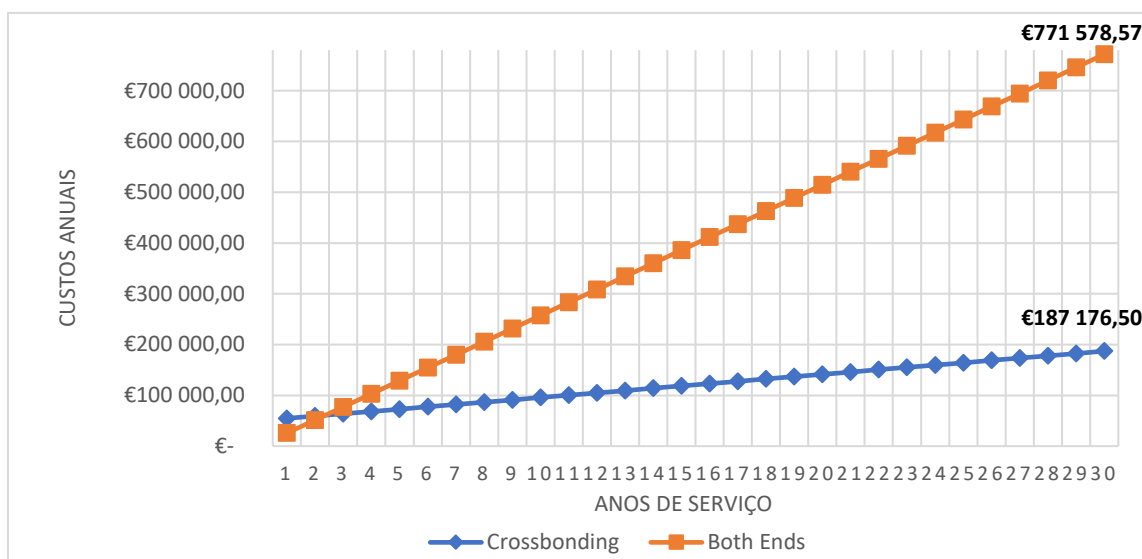
Gráfico 7.2: Período de retorno de investimento para o método de *cross-bonding*



Custos relativos às perdas para ambas as configurações, num período de 30 anos de serviço:

Ao aumentar-se o intervalo de tempo de estudo para 30 anos de serviço, consegue-se obter uma melhor ideia da discrepância que se obtém em termos de custos para cada uma das instalações, como se pode verificar no Gráfico 7.3:

Gráfico 7.3: Comparação dos custos anuais para os dois tipos de montagem



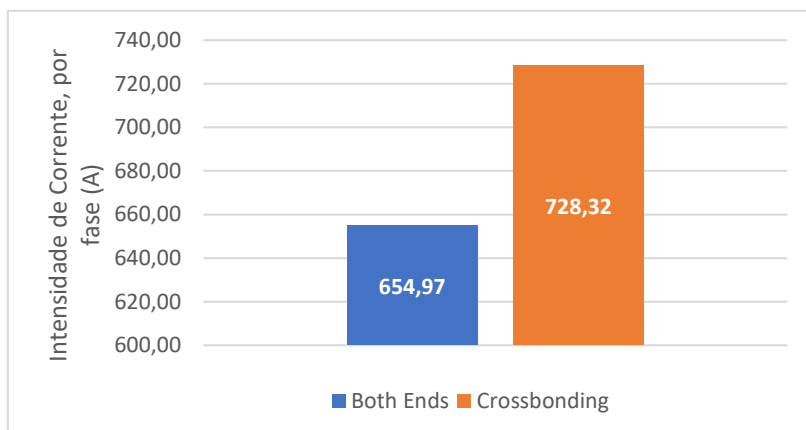
Analisando o gráfico acima, verifica-se que durante os 30 anos de serviço, estudados, da linha, o total dos custos relativos às perdas para as duas montagens são aproximadamente 187180 € e 771580 €, para o *cross-bonding* e *both-ends*, respetivamente.

Intensidade de corrente máxima admissível na linha:

Para além das análises económicas relativas aos dois esquemas de montagens, resta também avaliar a influência que as perdas nas blindagens têm na capacidade de transporte da linha. O gráfico seguinte demonstra os valores de intensidade de corrente máxima admissível, por fase, para os dois métodos analisados.

7.3 Análise de Resultados

Gráfico 7.4: Intensidade de corrente máxima admissível, por fase, para os diferentes métodos



Como se pode verificar, numa instalação de *cross-bonding*, a linha terá capacidade de transporte máxima de 728 A, por cabo, perfazendo um total de 1456 A para a linha, um valor 11% superior à capacidade demonstrada pelo sistema de *both-ends*, o qual é de, respetivamente, 654 A, por cabo e 1310 A para a linha.

Capítulo 8

Conclusões

Um projeto de uma linha aérea de AT engloba múltiplas etapas, desde o seu levantamento topográfico, ao cálculo mecânico e elétrico, tendo-se sempre em consideração questões económicas e ambientais e, também, a garantia de uma elevada fiabilidade de serviço e segurança.

Na primeira parte desta dissertação foi realizado o projeto de uma linha aérea de energia, dupla, de 60 kV, com a finalidade de interligar a subestação de Caniços, situada no concelho de Santo Tirso, com a subestação de Areias, situada em Vila Nova de Famalicão.

Todos os desenhos de perfil e cálculos de dimensionamento foram realizados manualmente, tendo sido utilizado régua de catenárias para desenhar os vãos da linha no perfil e, após alguns exemplos de cálculos realizados em papel, foi criada uma folha de cálculo em Microsoft Office Excel®, de forma a que os restantes cálculos fossem resolvidos de forma automática. Este método permitiu ao estagiário adquirir e consolidar novos conhecimentos relativos a este tema e ganhar uma maior sensibilidade em relação aos conceitos característicos de projetos deste género, como, por exemplo, as grandezas elétricas e mecânicas que nele estão envolvidas, mais concretamente, a forma como estas se relacionam entre elas e a influência que exercem sobre cada uma.

Quando foi fornecido o levantamento topográfico do local, começou-se por definir os locais onde seriam colocados os apoios e, através da folha de cálculo, dimensionou-se os seus respetivos vãos em condições de flecha máxima. Foram necessárias algumas tentativas, no que diz respeito ao posicionamento dos apoios, uma vez que alguns vãos não cumpriam

as distâncias mínimas regulamentares. Outra situação que se tornou um pouco complicada foi o local onde a linha projetada se cruza com outras duas, tendo esta de passar entre elas. Após várias tentativas de posicionamento e troca de tipo de apoios, conseguiu-se cumprir todas as normas relativas a esse local, com a inserção de um apoio de betão. Após isto procedeu-se com os restantes cálculos mecânicos, como a verificação das estabilidades dos apoios e os cálculos dos desvios transversais dos isoladores, onde se encontrou novamente alguns contratemplos, visto que alguns apoios não suportavam os esforços neles exercidos, tendo estes de ser substituídos ou o seu posicionamento alterado, resultando em vãos mais curtos.

Pode-se assim dizer que o cálculo mecânico é uma das fases mais importantes em todo um projeto, uma vez que muitos outros fatores ficam dependentes dos seus resultados, como por exemplo, em caso de excesso de esforços num determinado apoio é necessário voltar ao desenho do perfil e retificar a linha, podendo ser uma ligeira mudança ou uma total reestruturação. Um mau dimensionamento nesta fase também coloca em risco toda a estrutura da linha, colocando também em perigo as pessoas/animais/habitações ao seu redor.

O cálculo elétrico também é outro fator que só pode ser realizado quando o dimensionamento do cálculo mecânico estiver concluído. Este cálculo é essencial para se obter conhecimento de todas as características elétricas da linha, desde a intensidade de corrente, perdas de potência e essencialmente a queda de tensão.

Com este projeto concluído, procedeu-se à sua validação, através do programa de cálculo automático, CLinhas®, utilizado na empresa. Os valores gerados pelo programa estavam todos em conformidade com os calculados, existindo apenas uma margem de erro insignificante, de +/- 4 cm, para o caso das flechas máximas e de +/- 5 m para os parâmetros das catenárias, estando os esforços dos apoios totalmente coincidentes, quando arredondados à unidade.

Assim, todas as decisões tomadas desde o desenho do traçado da linha, à escolha dos apoios e seus dimensionamentos foram completamente validadas, podendo toda essa informação ser consultada na memória descritiva e justificativa que se encontra no Capítulo 5, deste documento.

No caso de estudo realizado na segunda parte do projeto, foi estudada a viabilidade técnica e económica da aplicação do método de ligação à terra *cross-bonding*, numa linha

Conclusões

subterrânea de AT, em comparação com o método *both-ends*, também muito usado neste tipo de linhas.

Após uma análise aos resultados obtidos na aplicação de cada método, verificou-se a existência de uma enorme discrepância de valores, relativo às perdas de energia, geradas durante o funcionamento de uma linha subterrânea, no método *both-ends*, em comparação com as obtidas no método de *cross-bonding*. Com a aplicação deste último método, numa linha subterrânea, consegue-se assim uma poupança em perdas energéticas na ordem dos 80% e, embora o custo de implementação deste método seja relativamente superior, com estes níveis de poupança é possível obter-se um período de amortização ao final de três anos, aproximadamente, um período de tempo muito curto quando comparado com o tempo de vida útil de uma linha subterrânea, de trinta anos.

Assim sendo, ao estender-se o estudo para o tempo de vida útil da linha subterrânea, verifica-se que o método de *cross-bonding* consegue uma poupança monetária de, aproximadamente 584000 €, tornando assim o método *both-ends* inviável para ser aplicado em linhas subterrâneas de grandes extensões. O orçamento obtido para a totalidade da obra, com a implementação do método *cross-bonding* foi de, aproximadamente, 885000 €, um valor muito elevado quando comparado com os 420000 € necessários para a linha aérea, sendo que esta última possui um comprimento 2,5 vezes superior à subterrânea.

Por fim, constatou-se que a capacidade de transporte deste tipo de linhas é influenciada pelo tipo de método de ligação de blindagem escolhido, devido ao fator de perdas inerente de cada um deles. Verificou-se que no método de *cross-bonding* a capacidade de transporte da linha era 11% superior ao verificado na utilização do método *both-ends*. A influência que o fator de perdas exerce sobre a capacidade de transporte da linha, faz com que este seja considerado um dos parâmetros mais importantes para o dimensionamento de uma linha subterrânea, ficando só atrás das resistências térmicas externas ao cabo [28].

Referências

- [1] Carina Pinto; Daniel Teixeira, “Estudo de Impactos na Rede Eléctrica Nacional de Transporte,” 2016.
- [2] Verde, João António Santos Costa, “Desenvolvimento de Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão - Viabilidade Técnica do Uso de Condutores de Alta Temperatura,” FEUP, 26 de Julho de 2016.
- [3] Matos, Filipe Manuel Xavier, “Desenvolvimento de Algoritmo para Projeto de Linhas Baseado em Minimização de Custos,” FEUP, Junho de 2015.
- [4] Universidade EDP - Escola de Distribuição, “ProjLEAT - Projeto de Linhas Eléctricas Aéreas de MT e AT,” 2012.
- [5] Direcção de Serviços de Energia Eléctrica, “Edição DGE do Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão,” Abril de 1993.
- [6] Leonor Andrade Ribeirinho Soares, “Projeto e Construção de Linhas AT no Quadro das Boas Práticas de Integração Paisagística e de Protecção Ambiental,” FEUP, Fevereiro de 2014.
- [7] José Miguel Barbosa Forte, “Projecto e Construção de Redes MT/PT/BT/IP,” FEUP, Julho de 2006.
- [8] Luís Filipe Soares Rocha, “Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão - Estudo sobre a utilização de Cabo de Guarda,” FEUP, Junho 2014.
- [9] EDP-Distribuição, “Especificações e Condições Técnicas - ECT,” Fevereiro de 2015.

- [10] EDP-Distribuição, “Material para Linhas Aéreas,” Setembro 2004.
- [11] EDP Distribuição, Guia de Boas Práticas Para a Integração Paisagística de Infraestruturas Elétricas, vol. Volume 1, 2011.
- [12] Nuno João Falcão Sequeira, “Projecto de Linha Aérea de Alta Tensão conforme a norma EN50341-1,” FEUP, 29 de Junho 2009.
- [13] José Rui Ferreira, “Sistemas Eléctricos de Energia 1 - Linhas de Transmissão,” 2004.
- [14] Vera Mónica Quintela da Silva, “Automatização do Projeto de Linhas Elétricas: Criação de Modelo Matemático para Minimização de Custos,” FEUP, Julho de 2014.
- [15] Helder Leite, “Elaboração de Projetos de Linhas Aéreas de Distribuição de Energia,” 2008/2009.
- [16] Instituto Nacional de Aviação Civil, “Circular de Informação Aeronáutica nº 10/03 - Limitações em Altura e Balizagem de Obstáculos Artificiais à Navegação Aérea,” 6 de Maio.
- [17] Quercu e REN, “Estudo de Avaliação da Eficácia de Dispositivos Anti Colisão,” 2011.
- [18] MRocha & J. Serra Metalúrgica, LDA, “Catálogo,” 2016.
- [19] Decreto-Lei nº 43335, 19 de Novembro de 1960.
- [20] SOLIDAL, Condutores Elétricos, S.A., “Guia Técnico,” Maio 2007.
- [21] Luís Checa, Linhas de Transporte de Energia, 2ª Edição ed., Lisboa: Edições CETOP, 1986.
- [22] Francisco Távora, Linhas de Transmissão de Energia Elétrica.
- [23] Norma EN 50341-1, “Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV Part 1: General requirements-Common specifications,” CENELEC, Outubro de 2001.
- [24] Joel da Silva Ramires, “Projecto de linha de alta tensão - Estudo do comportamento eléctrico,” FEUP, Julho de 2008.
- [25] EDP-Distribuição, Guia de Boas Práticas Para a Integração Paisagística de Infraestruturas Elétricas, vol. Volume 2, 2011.

- [26] EDP-Distribuição, Guia de Coordenação de Isolamento, 1ª Edição ed., Janeiro de 2008.
- [27] Luís Pedro de Amado Mateus, “Projecto de Linha Subterrânea de Alta Tensão Subestação Maia - Subestação Gueifães,” FEUP, Junho 2016.
- [28] António Sobral; Ângela Moura; Maria Carvalho, “Technical Implementation of Cross Bonding on Underground High Voltage Lines Projects,” Junho 2011.
- [29] Teresa Partida Manzanera, “Estudio de la capacidad de transporte de sistema sde cables aislados de alta tensión,” 2010.
- [30] Norma IEC 60287-1-1, “Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses - General,” 2001/2011.
- [31] Norma IEC 60228, Conductors of insulated cables, Third Edition ed., 2004-2011.
- [32] Norma IEC 60287-2-1, Electric cables - Calculation of the current rating - Thermal Resistance - Calculation of thermal resistance, 1994.

Anexo A

Impresso de Identificação/Relatório de Prejuízos dos Proprietários



Quadro 6 - Relatório de Prejuízos

distribuição CONSTRUÇÃO DE LINHAS AÉREAS RELATÓRIO DE PREJUÍZOS				RELATÓRIO DE PREJUÍZOS								
LINHA				N.º _____								
Apoio(s) _____		Vão (s) _____ / _____ / _____										
Local _____		Freguesia _____		Concelho _____								
CONFRONTAÇÕES												
Norte _____												
Sul _____												
Nascente _____												
Poente _____												
DEPARTAMENTO EMISSOR:				PROPRIETÁRIOS/RENDEIROS								
DADOS DA OBRA				Nome _____								
Dep. Resp. _____				Morada _____								
Projecto _____				Localidade _____		Código Postal _____ - _____						
PEP _____				Telefone domicilio _____		Telemóvel _____						
				NIF _____ BI _____		NIB _____						
IDENTIFICAÇÃO DOS PREJUÍZOS A INDEMNIZAR												
1 - OCUPAÇÃO DE ESPAÇO				4 - PREJUÍZOS DE NATUREZA FLORESTAL								
Nº Apoio	Área da base	Área Neutral.	Cultura	Área da Faixa de Protecção (Aceiro) - c _____ x _____ = _____ m2								
				Povoamento	EUCALIPTAL	PINHAL	MISTO					
				Determinantes								
				Idade	_____ anos	_____ anos	_____ anos	_____ anos	_____ anos			
				DENSIDADE	Denso	Denso	Denso	Denso	Denso			
					Claro	Claro	Claro	Claro	Claro			
					Mt.º Claro	Mt.º Claro	Mt.º Claro	Mt.º Claro	Mt.º Claro			
2 - PREJ. DE NATUREZA AGRICOLA				4.1 - DESARBORIZAÇÃO FLORESTAL/ABATE DE ÁRVORES DISPERSAS								
Cultura		Área - m2		REVOLUÇÃO	C/ Cortes							
					S/ Cortes							
Trigo				LOCALIZAÇÃO	Mt.º Boa	Mt.º Boa	Mt.º Boa	Mt.º Boa	Mt.º Boa			
Aveia					Boa	Boa	Boa	Boa	Boa			
Cevada				VIGOR	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular			
Triticale					Mt.º Bom	Mt.º Bom	Mt.º Bom	Mt.º Bom	Mt.º Bom			
Milho				VEGETATIVO	Bom	Bom	Bom	Bom	Bom			
Girassol					Regular	Regular	Regular	Regular	Regular			
Batata				ACEIRO	Fraco	Fraco	Fraco	Fraco	Fraco			
Couve					c- _____ m	c- _____ m	c- _____ m	c- _____ m	c- _____ m			
Ervilha					f- _____ m	f- _____ m	f- _____ m	f- _____ m	f- _____ m			
Fava				A- _____ m2	A- _____ m2	A- _____ m2	A- _____ m2	A- _____ m2				
Feijão												
Arroz				ÁRVORES ABATIDAS				ESTRUTURA DOS POVOAMENTOS				
Áreas Calçadas				CLASSES DAP	DAP-cm	PAP-cm	Pinheira	Eucalipto	Cerejeira	Durstenheira		
				5	2,5 - 7,5	8 - 24						
3 - PREJUÍZOS ARBÓREOS OU VITÍCOLAS				10	7,5 - 12,5	24 - 39						
Espécie		Idade (anos)	Quantidade	15	12,5 - 17,5	39 - 55						
Alfarrobeiras				20	17,5 - 22,5	55 - 71						
Citrinos				25	22,5 - 27,5	71 - 86						
Macleiras				30	27,5 - 32,5	86 - 102						
Oliveiras				35	32,5 - 37,5	102 - 118						
Pereiras				40	37,5 - 42,5	118 - 134						
Videtas				45	42,5 - 47,5	134 - 149						
				50	47,5 - 52,5	149 - 165						
Observações:												
Opportunamente será efectuado o respectivo pagamento mediante envio de cheque ou através de transferência bancária.												
O EMPREITEIRO			O FISCAL			O PROPRIETÁRIO			O GESTOR DE OBRA			
_____			_____			_____			_____			

2800-515

INDEMNIZAÇÃO PROPOSTA			Observações:
RESUMO			
TIPO DE PREJUÍZO	VALOR TOTAL (€)		
1 - OCUPAÇÃO DE ESPAÇO POR APOIOS			
	Apoio n.º	€	
	Apoio n.º	€	
	Apoio n.º	€	
	Apoio n.º	€	
	Apoio n.º	€	
	Apoio n.º	€	
2 - PREJUÍZOS DE NATUREZA AGRÍCOLA			
		€	
		€	
		€	
		€	
		€	
3 - PREJUÍZOS DE NATUREZA ARBÓREA OU VITÍCOLA			
		€	
		€	
		€	
		€	
		€	
4 - PREJUÍZOS DE NATUREZA FLORESTAL			
	Eucaliptal	€	
	Finkel	€	
	Misto	€	
	Outros	€	
		€	
		€	
4.1 - ÁRVORES DISPERSAS			
		€	
		€	
		€	
		€	
		€	
		€	
OUTROS			
		€	
		€	
		€	
		€	
		€	
		€	
TOTAL			
VALOR DA INDEMNIZAÇÃO			(€) _____ . _____ . _____
Extensão:			
O PROPONENTE		AUTORIZAÇÃO	
_____		_____	
_____		_____	

2800-515

Anexo B

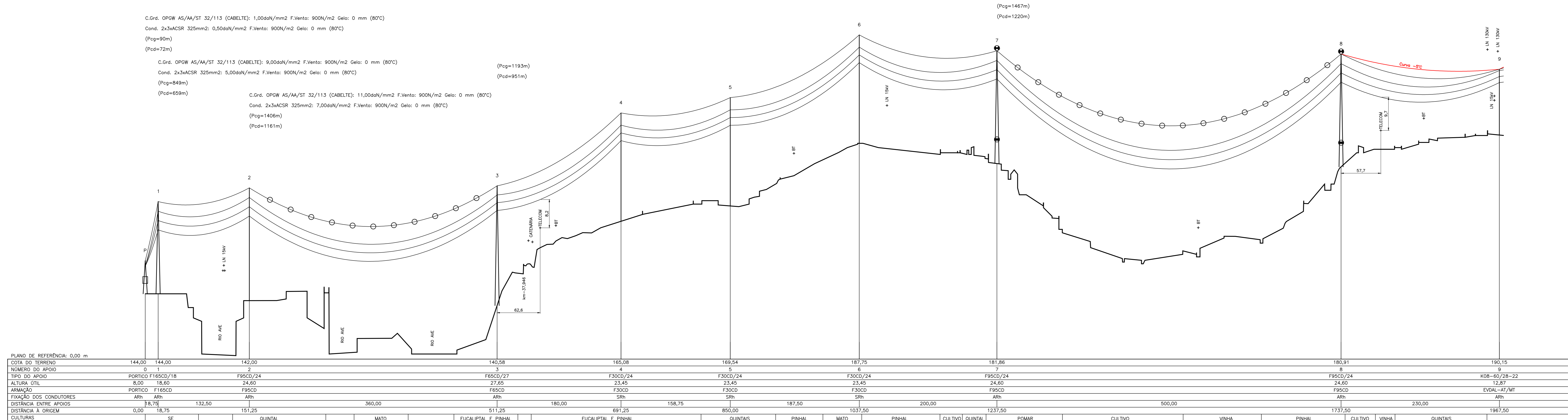
Planta e Perfil da Linha Aérea

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 12,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 Cond. 2x3xACSR 325mm²: 8,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 (Pcg=1397m)
 (Pcd=1145m)

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 1,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 Cond. 2x3xACSR 325mm²: 0,50daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 (Pcg=90m)
 (Pcd=72m)

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 9,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 Cond. 2x3xACSR 325mm²: 5,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 (Pcg=849m)
 (Pcd=659m)

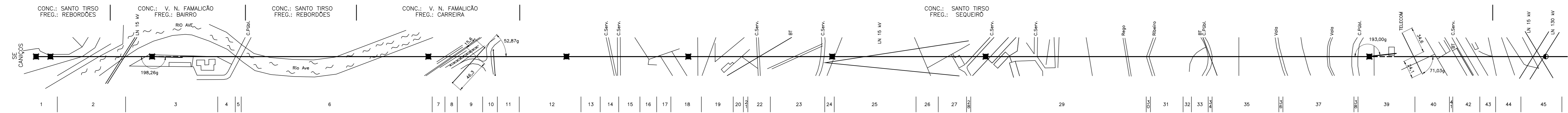
C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 11,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 Cond. 2x3xACSR 325mm²: 7,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 (Pcg=1406m)
 (Pcd=1161m)



- ANTI-POISO
- CAIXA DE FIBRA ÓPTICA
- PLANTAFORMA DE NINHO
- SALVA-PÁSSARO
- SECCIONADOR
- SINALIZAÇÃO DIURNA NO APOIO
- SINALIZAÇÃO DIURNA NO VÃO
- SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO APOIO
- SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO VÃO

APOIOS

- ALINHAMENTO E ÂNGULO
- REFORÇO E FIM DE LINHA
- BETÃO
- METÁLICO ELÁSTICO
- METÁLICO RÍGIDO



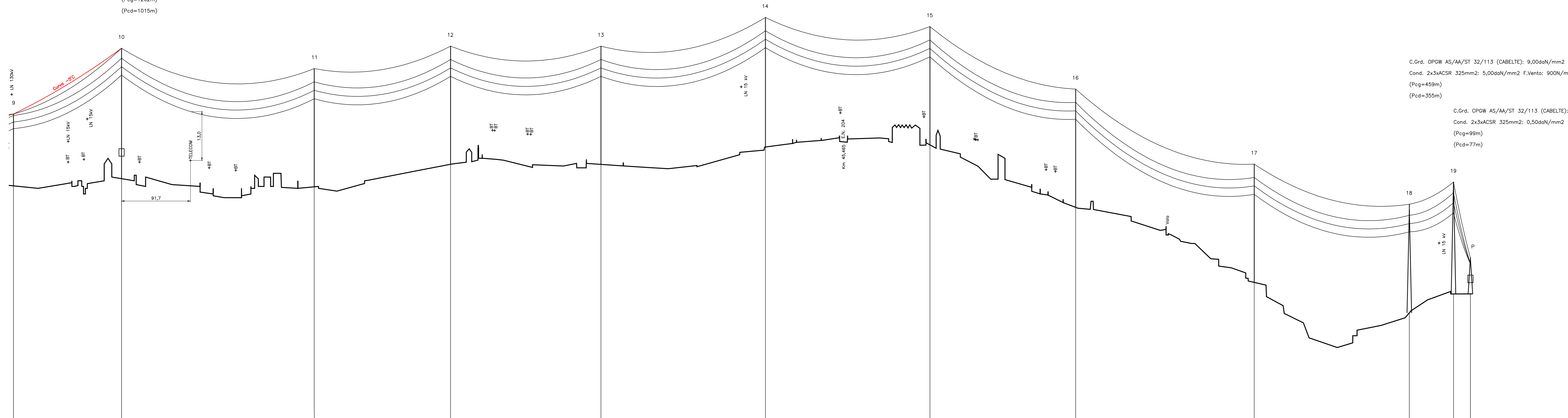
PROJ.	17.06.08	D. Teixeira				
LEV. TOP.						
DES.	17.06.08	D. Teixeira				
VERIF.						
INDICE	DESCRÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO	DATA	RUBRICA
DSR	FORMATO	LINHA A 60kV				
	OUTPUT	LN60 CANIÇOS-AREIAS				
ESCALA	PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR					
	1:2500	Freguesia: Concelho: Santo Tirso; Vila Nova de Famalicão				
1:500	SUBSTITUI	CÓDIGOS DE OBRA	Nº DESENHO	INDICE		
		3-0786	131415103800-402.001			

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 12,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 Cond. 2x3xACSR 325mm²: 8,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 (Pcg=1104m)
 (Pcd=872m)

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 11,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 Cond. 2x3xACSR 325mm²: 7,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 (Pcg=1262m)
 (Pcd=1015m)

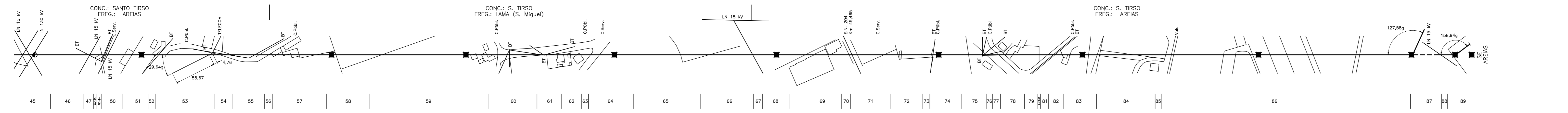
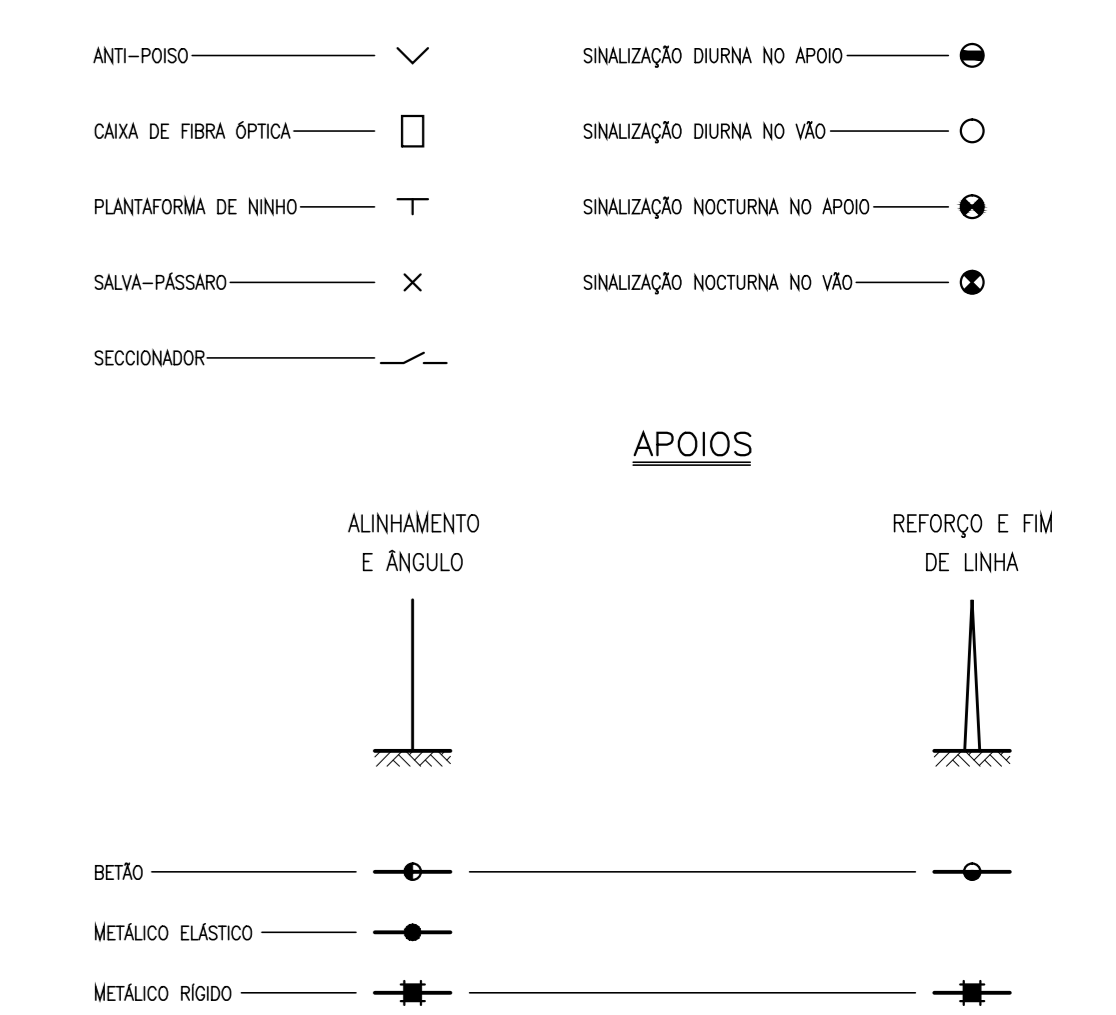
C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 9,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 Cond. 2x3xACSR 325mm²: 5,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 (Pcg=459m)
 (Pcd=355m)

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 1,00daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 Cond. 2x3xACSR 325mm²: 0,50daN/mm² F.Vento: 900N/m² Gelo: 0 mm (80°C)
 (Pcg=99m)
 (Pcd=77m)



PLANO DE REFERÊNCIA: 0,00 m

COTA DO TERRENO	190,15	192,00	189,90	195,87	195,87	200,50	201,07	184,44	164,45	156,37	161,37	161,38			
NÚMERO DO APOIO	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
TIPO DO APOIO	K08-60/28-22	F65CD/27	F30CD/24	F30CD/24	F30CD/24	F30CD/27	F30CD/24	F30CD/24	F30CD/24	DR4	F165CD/21 PORTICO				
ALTURA ÚTIL	12,87	27,65	23,45	23,45	23,45	23,45	23,45	21,55	21,60	8,00					
ARMAÇÃO	EVDAI-AT/MT	F65CD	F30CD	F30CD	F30CD	F30CD	F30CD	F30CD	F30CD	DR4	F165CD PORTICO				
FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	ARh	ARh	SRh	SRh	SRh	SRh	SRh	SRh	SRh	ARh	ARh	ARh			
DISTÂNCIA ENTRE APOIOS	143,75	256,25	181,25	200,00	218,75	218,75	193,75	237,50	206,25	58,75	22,50				
DISTÂNCIA A ORIGEM	1967,50	2111,25	2367,50	2548,75	2748,75	2967,50	3186,25	3380,00	3617,50	3823,75	3882,50	3905,00			
CULTURAS		CULTIVOS	QUINTAIS	CULTIVO	CULTIVO	CULTIVO	POMAR	QUINTAIS	FÁBRICA	POMAR	POMAR	POMAR	PINHAL	CULTIVO	SE

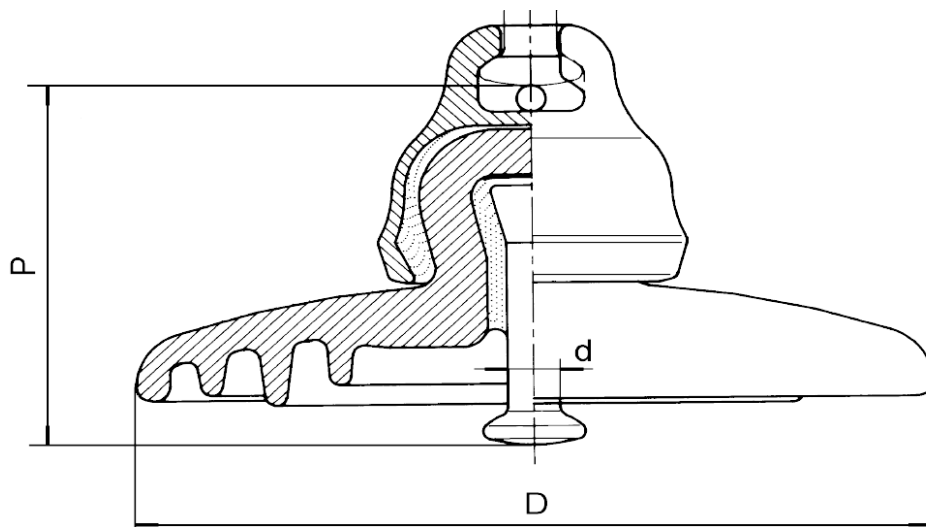


PROJ.	17.06.08	D.Telvelra				
LEV. TOP.	17.06.08	D.Telvelra				
DES.	17.06.08	D.Telvelra				
VERIF.						
INDICE	DESCRÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO	DATA	RUBRICA
DSR	FORMATO	LINHA A 60KV				
	OUTPUT	LN60 CANIÇOS-AREIAS				
ESCALA	PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR					
	1:2500	Freguesia: Santo Tirso; Vila Nova de Famalicão				
1:500	SUBSTITUI					
		CÓDIGOS DE OBRA		Nº DESENHO		INDICE
		3-0786		131415103800-402.002		

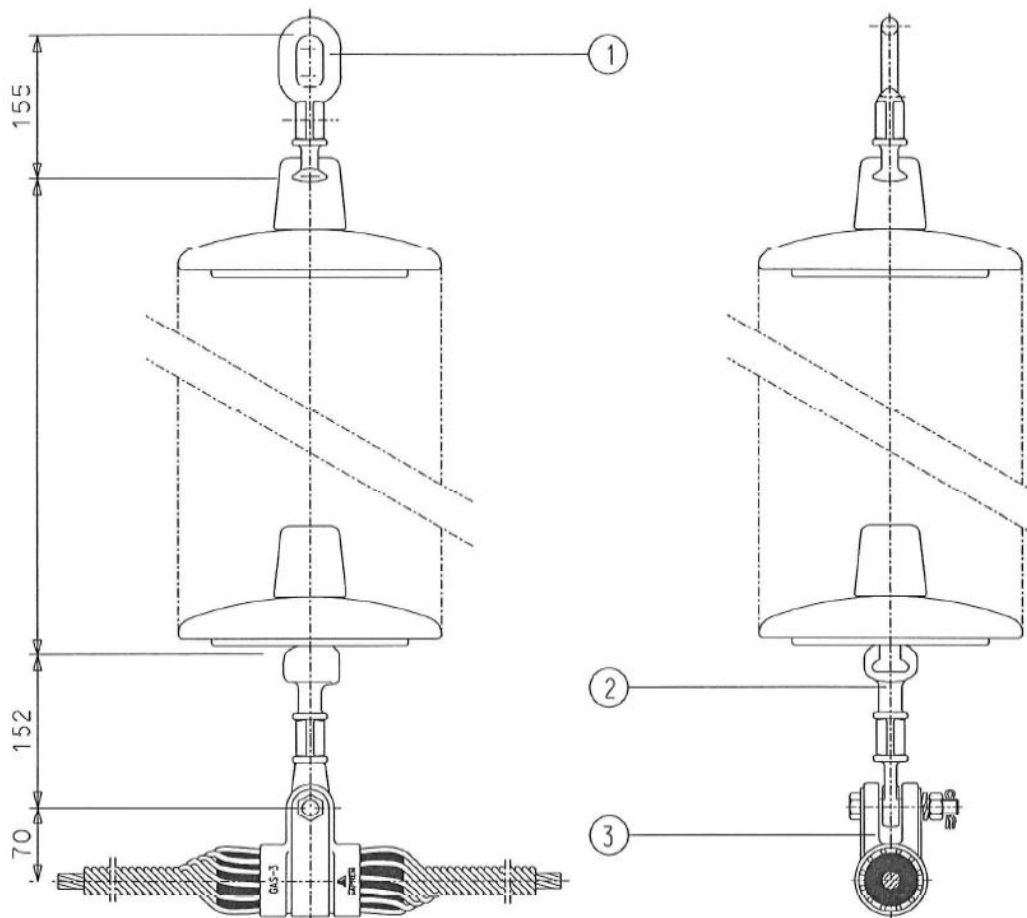
Anexo C

Esquematisações do Isolador U100 BS e das Cadeias de Isoladores

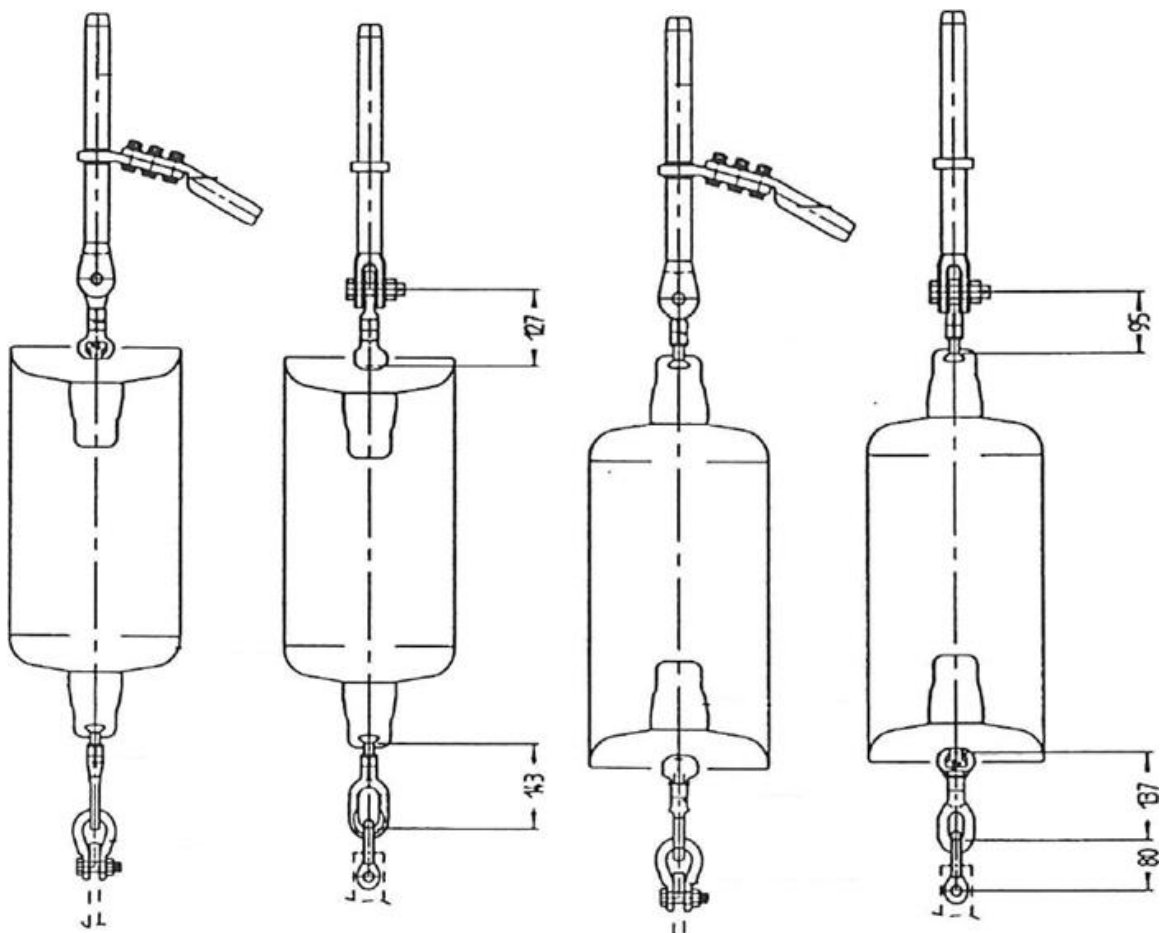
Isolador U100 BS



Cadeia de Suspensão



Cadeia de Amarração Descendente e Ascendente



Anexo D

Parâmetros e Flechas Máximas

Cantão	Vão	L [m]	Valores Calculados [80°C]						Valores CLinhas [80°C]			
			Condutor			Cabo de Guarda			Condutor		Cabo de Guarda	
Nº			t_i [daN/mm ²]	P [m]	f [m]	t_i [daN/mm ²]	P [m]	f [m]	P [m]	f [m]	P [m]	f [m]
1	P – 1	18,75	0,27	73,85	0,68	0,35	92,03	0,55	72	0,69	90	0,56
1	1 – 2	132,5	2,45	659,37	3,33	3,19	839,60	2,61	659	3,33	849	2,59
2	2 – 3	360	4,32	1161,06	13,95	5,34	1405,26	11,53	1161	13,98	1406	11,54
3	3 – 4	180	3,54	951,33	4,28	4,49	1183,02	3,45	951	4,29	1193	3,42
	4 – 5	158,75			3,31			2,66		-----		-----
	5 – 6	187,5			4,64			3,73		-----		-----
	6 – 7	200			5,26			4,23		5,26		4,19
4	7 – 8	500	4,54	1220,45	25,61	5,57	1467,14	21,30	1220	25,7	1467	21,36
5	8 – 9	230	4,25	1142,57	5,79	5,29	1391,62	4,75	1145	5,78	1397	4,74
6	9 – 10	143,75	3,28	882,02	2,94	4,20	1105,48	2,35	872	2,99	1104	2,36
7	10 – 11	256,25	3,72	1001,41	8,20	4,73	1244,88	6,60	1015	8,1	1262	6,51
	11 – 12	181,25			4,10			3,30		-----		-----
	12 – 13	200			4,99			4,02		-----		-----
	13 – 14	218,75			5,98			4,81		-----		-----
	14 – 15	218,75			5,97			4,81		5,9		4,74
	15 – 16	193,75			4,70			3,78		-----		-----
	16 – 17	237,5			7,07			5,68		-----		-----
	17 – 18	206,25			5,31			4,27		5,25		4,22
8	19 – 20	58,75	1,32	354,64	1,22	1,72	451,50	0,96	355	1,23	459	0,95
9	20 – P	22,5	0,29	76,87	0,96	0,37	98,09	0,75	77	1,11	99	0,75

Anexo E

Valores de *Everyday Stress*

Vão		T _{rotura} [daN]	22%*T _{rotura} [daN]	T(15°C) cd	Cumpre?	T (15°C) cg	Cumpre?
De	Para						
Pórtico	Apoio 1	10938	2406,36	113,36	OK	108,31	OK
Apoio 1	Apoio 2	10938	2406,36	1243,11	OK	1256,83	OK
Apoio 2	Apoio 3	10938	2406,36	1644,02	OK	1080,78	OK
Apoio 3	Apoio 4	10938	2406,36	1796,22	OK	1533,94	OK
Apoio 4	Apoio 5	10938	2406,36	1796,22	OK	1533,94	OK
Apoio 5	Apoio 6	10938	2406,36	1796,22	OK	1233,03	OK
Apoio 6	Apoio 7	10938	2406,36	1796,22	OK	1233,03	OK
Apoio 7	Apoio 8	10938	2406,36	1613,43	OK	922,61	OK
Apoio 8	Apoio 9	10938	2406,36	2044,78	OK	1319,25	OK
Apoio 9	Apoio 10	10938	2406,36	1972,89	OK	1702,31	OK
Apoio 10	Apoio 11	10938	2406,36	1753,63	OK	1189,18	OK
Apoio 11	Apoio 12	10938	2406,36	1753,63	OK	1189,18	OK
Apoio 12	Apoio 13	10938	2406,36	1753,63	OK	1189,18	OK
Apoio 13	Apoio 14	10938	2406,36	1753,63	OK	1189,18	OK
Apoio 14	Apoio 15	10938	2406,36	1753,63	OK	1189,18	OK
Apoio 15	Apoio 16	10938	2406,36	1753,63	OK	1189,18	OK
Apoio 16	Apoio 17	10938	2406,36	1753,63	OK	1189,18	OK
Apoio 17	Apoio 18	10938	2406,36	1753,63	OK	1189,18	OK
Apoio 18	Apoio 19	10938	2406,36	1006,68	OK	911,47	OK
Apoio 19	Pórtico	10938	2406,36	113,24	OK	79,99	OK

Anexo F

Desvio Transversal das Cadeias de Suspensão e Ângulos dos Condutores nas Fixações

**Desvio Transversal das Cadeias
de Isoladores**

**Ângulos dos Condutores nas
Fixações**

Apoio	Tipo de Cadeia	i (grados)	Cumpre Desvio Máximo? (<60 grados)	δ	Cumpre Ângulo Mínimo? (>167 grados)
Pórtico	Amarração	-----	-----	-----	-----
Apoio 1	Amarração	-----	-----	-----	-----
Apoio 2	Amarração	-----	-----	-----	-----
Apoio 3	Amarração	-----	-----	-----	-----
Apoio 4	Suspensão	30,61488	OK	183,8078	OK
Apoio 5	Suspensão	30,6073	OK	184,1703	OK
Apoio 6	Suspensão	30,46578	OK	178,9734	OK
Apoio 7	Amarração	-----	-----	-----	-----
Apoio 8	Amarração	-----	-----	-----	-----
Apoio 9	Amarração	-----	-----	-----	-----
Apoio 10	Amarração	-----	-----	-----	-----
Apoio 11	Suspensão	30,60996	OK	182,0138	OK
Apoio 12	Suspensão	30,59627	OK	184,7382	OK
Apoio 13	Suspensão	30,57747	OK	185,5294	OK
Apoio 14	Suspensão	30,53722	OK	183,2753	OK
Apoio 15	Suspensão	30,61594	OK	182,1503	OK
Apoio 16	Suspensão	30,57234	OK	185,7081	OK
Apoio 17	Suspensão	30,58988	OK	183,7648	OK
Apoio 18	Amarração	-----	-----	-----	-----
Apoio 19	Amarração	-----	-----	-----	-----
Pórtico	Amarração	-----	-----	-----	-----

Anexo H

Distância Entre Condutores

Apoio	Tipo de Cadeira	Distância mínima	Distância máxima	Distância à direita	Cumpre Mínimo?	Cumpre Direita?
Pórtico	Amarração	0,5	1,5	0,597	OK	OK
Apoio 1	Amarração	0,5	2,7	0,997	OK	OK
Apoio 2	Amarração	0,5	2,7	1,761	OK	OK
Apoio 3	Amarração	0,5	2,7	1,095	OK	OK
Apoio 4	Suspensão	0,5	2,7	1,116	OK	OK
Apoio 5	Suspensão	0,5	2,7	1,233	OK	OK
Apoio 6	Suspensão	0,5	2,7	1,283	OK	OK
Apoio 7	Amarração	0,5	2,7	2,291	OK	OK
Apoio 8	Amarração	0,5	2,7	1,229	OK	OK
Apoio 9	Amarração	0,5	2,5	0,953	OK	OK
Apoio 10	Amarração	0,5	2,7	1,412	OK	OK
Apoio 11	Suspensão	0,5	2,7	1,188	OK	OK
Apoio 12	Suspensão	0,5	2,7	1,262	OK	OK
Apoio 13	Suspensão	0,5	2,7	1,338	OK	OK
Apoio 14	Suspensão	0,5	2,7	1,338	OK	OK
Apoio 15	Suspensão	0,5	2,7	1,239	OK	OK
Apoio 16	Suspensão	0,5	2,7	1,417	OK	OK
Apoio 17	Suspensão	0,5	2,7	1,287	OK	OK
Apoio 18	Amarração	0,5	2,7	0,708	OK	OK
Apoio 19	Amarração	0,5	2,7	0,659	OK	OK
Pórtico	Amarração	0,5	2,7	0,267	OK	OK

Anexo I

Estabilidade dos Apoios

Apoio	Designação	Esforços Calculados			Esforços CLinhas			Esforços Máximos		
		[daN]			[daN]			[daN]		
		F _x	F _y	F _z	F _x	F _y	F _z	F _{xmax}	F _{ymax}	F _{zmax}
Pórtico	Pórtico	1123,12	169,33	253,39	1123	169	253	420	2100	2000
Apoio 1	F165CD	9963,32	819,92	951,99	9965	820	953	417	15736	5047
Apoio 2	F95CD	4202,57	2623,77	2287,65	4203	2624	2289	273	9072	3355
Apoio 3	F65CD	0,00	2464,69	2473,56	0	2465	2475	273	6055	2695
Apoio 4	F30CD	0,00	1523,22	1505,87	0	1523	1507	417	2453	5096
Apoio 5	F30CD	0,00	1554,95	1535,22	0	1555	1536	417	2453	5096
Apoio 6	F30CD	0,00	1729,47	1696,68	0	1729	1698	417	2453	5096
Apoio 7	F95CD	0,00	3141,63	3099,80	0	3142	3102	273	9072	3355
Apoio 8	F95CD	2098,30	5055,02	3217,22	2099	5055	3220	273	9072	3355
Apoio 9	K08	0,00	1761,30	1822,86	0	1761	1824	2800	6000	4000
Apoio 10	F65CD	2101,48	1872,36	1925,60	2102	1872	1927	273	6055	2695
Apoio 11	F30CD	0,00	1941,02	1892,38	0	1941	1894	417	2453	5096
Apoio 12	F30CD	0,00	1703,03	1672,21	0	1703	1674	417	2453	5096
Apoio 13	F30CD	0,00	1861,69	1818,99	0	1862	1820	417	2453	5096
Apoio 14	F30CD	0,00	1941,02	1892,38	0	1941	1894	417	2453	5096
Apoio 15	F30CD	0,00	1835,25	1794,53	0	1835	1796	417	2453	5096
Apoio 16	F30CD	0,00	1914,58	1867,91	0	1915	1869	417	2453	5096
Apoio 17	F30CD	0,00	1967,46	1916,84	0	1967	1918	417	2453	5096
Apoio 18	DR4	3541,23	15182,20	1397,21	3542	15185	1398	16286	16286	3237
Apoio 19	F165CD	10188,93	1164,55	678,01	10191	1165	678	417	15736	5047
Pórtico	Pórtico	1123,12	16706,86	15552,24	1123	185	268	420	2100	2000

Anexo J

Traçado da Linha Subterrânea

