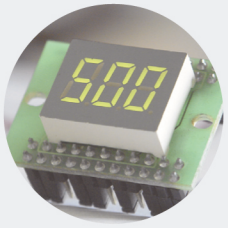
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

MESTRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA - SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA



Projeto de Linhas Elétricas de Média, Alta e Muito Alta Tensão

ANTÓNIO JOSÉ COELHO DOS SANTOS

setembro de 2025

POLITÉCNICO
DO PORTO

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Projeto de Linhas Elétricas de Média, Alta e Muito Alta Tensão

António José Coelho dos Santos

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

Orientador: Prof. Eng. António Augusto Araújo Gomes
Co-orientador: Eng. José Carlos Martins

Júri:
Presidente:
Prof. Dr. Fernando Maurício Teixeira De Sousa Dias

Vogais:
Prof. Eng. António Augusto Araújo Gomes
Prof. Eng. Rui Paulo Ramos de Castro

Porto, 22 de setembro de 2025

Resumo

A presente dissertação insere-se na temática do desenvolvimento de projetos de linhas elétricas aéreas destinadas à transmissão de energia em média, alta e muito alta tensão. Estas infraestruturas desempenham um papel importante na modernização e resiliência do Sistema Elétrico de Energia (SEE), assegurando a interligação entre os centros de produção e os pontos de consumo. Paralelamente, contribuem para a continuidade e qualidade do fornecimento, para a redução de perdas e para a integração de fontes de energia renovável, em conformidade com as metas do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050). A sua operação e manutenção, incluindo a reabilitação de troços envelhecidos e a execução de inspeções regulares, constituem fatores determinantes para garantir a fiabilidade e a sustentabilidade destas infraestruturas ao longo do seu ciclo de vida.

Este trabalho procede, inicialmente, à análise das linhas aéreas de transporte e distribuição no Sistema Elétrico Português, evidenciando a sua relevância para a integração de fontes de energia renovável e para o cumprimento das metas estabelecidas no PNEC 2030 e no RNC 2050, com foco nos desafios de planeamento associados à acomodação de fontes de geração intermitentes. Seguidamente, é analisada a conceção dos componentes das linhas elétricas aéreas, como condutores, cadeias de isoladores, sistemas de aterramento, cabos de guarda, apoios e fundações, concebidos em conformidade com as normas técnicas aplicáveis. São também integrados dispositivos de proteção ambiental, sistemas de sinalização aeronáutica e mecanismos de proteção à avifauna, garantindo a sustentabilidade e a minimização dos impactos ambientais.

A dissertação descreve as fases de desenvolvimento do projeto de linhas elétricas aéreas, desde os estudos preliminares para avaliar a viabilidade técnica, económica e ambiental, até à análise das condicionantes legais, ambientais e urbanísticas que orientam a definição de um traçado otimizado, conciliando eficiência técnica e minimização de impactos. Este processo inclui, ainda, a definição do traçado final, a elaboração do projeto de licenciamento, a construção e eventuais retificações.

No domínio do dimensionamento elétrico e mecânico, foram abordados os cálculos fundamentais ao projeto de linhas aéreas, incluindo metodologias de análise que garantem a coerência entre as exigências regulamentares e o desempenho técnico das infraestruturas. Para suportar este dimensionamento, recorreu-se a ferramentas computacionais especializadas, como o *PLS-CADD* e o *CLINHAS* que foram empregues na modelação mecânico estrutural das linhas aéreas, permitindo a verificação das distâncias de segurança, a validação da estabilidade estrutural, a análise de tensões sob diferentes condições de carga e a otimização do posicionamento dos apoios. No domínio da análise elétrica, foi desenvolvida a aplicação *PowerFlowCalc*, implementada em *Microsoft Excel* com recurso a *Visual Basic for Applications* (VBA), destinada à automatização do cálculo de parâmetros elétricos, análise do trânsito de potência, à determinação da ampacidade e à modelação dos campos elétricos e magnéticos, colmatando a lacuna existente no tratamento de linhas simples e duplas com feixes até quatro condutores por fase.

A validação da metodologia e da ferramenta desenvolvida é demonstrada através da sua aplicação integral em dois estudos de caso representativos, nomeadamente o projeto de uma linha de distribuição de 60 kV em circuito duplo e o de uma linha de transporte de 400 kV com dois condutores por feixe. Ambos os projetos foram desenvolvidos integralmente no âmbito deste trabalho, sem recurso a adaptações de iniciativas pré-existentes, abrangendo o dimensionamento elétrico e mecânico, assim como, o estudo do trânsito de potências, o cálculo dos campos eletromagnéticos, a análise das trações nos condutores e a verificação do comportamento da cadeias de isoladores e da estabilidade dos apoios. O processo valida a conformidade dos projetos com os requisitos normativos e os limites de exposição aplicáveis, evidenciando a metodologia proposta e a aplicabilidade prática do trabalho desenvolvido.

A investigação foi conduzida com base num enquadramento regulamentar abrangente, no qual se destacam como principais referências o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT) e a norma europeia EN 50341 (*Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV*), bem como as especificações técnicas e normativos de projeto implementados pelas entidades responsáveis pelas redes nacionais de distribuição e de transporte, entre os quais se salientam os documentos normativos da E-Redes e as especificações técnicas internas da Redes Energéticas Nacionais (REN).

Esta dissertação consolida, assim, um referencial metodológico integrado, contribuindo de forma significativa para a modernização e a resiliência da rede elétrica nacional, ao promover a eficiência e a sustentabilidade no planeamento e execução de projetos de linhas elétricas.

Palavras-chave: Linhas Elétricas Aéreas, Alta Tensão, Regulamento de Segurança, Normas Europeias, Componentes de Linhas Elétricas.

Abstract

The present dissertation is centered on the development of overhead power line projects for medium, high, and very high voltage power transmission. These infrastructures are crucial in the modernization and resilience of the Electric Power System (EPS), providing interconnection between production centers and points of consumption. Simultaneously, they help in the continuity and quality of supply, in the minimization of losses, and in the integration of renewable energy sources, in line with the objectives of the National Energy and Climate Plan 2030 (PNEC 2030) and the Roadmap for Carbon Neutrality 2050 (RNC 2050). Their operation and maintenance, such as rehabilitation of aged sections and execution of periodic inspections, are determining factors in the assurance of reliability and sustainability of these infrastructures throughout their life cycle.

This work first examines the Portuguese Electricity System's overhead transmission and distribution lines, their importance for the integration of renewable energy sources, and compliance with standards established in PNEC 2030 and RNC 2050, emphasizing the planning difficulties in integrating intermittent generation sources. Then, it examines the project design of overhead power line elements, such as conductors, insulator chains, grounding systems, guard cables, supports, and foundations, developed according to relevant technical standards. It also incorporates environmental protection devices, aeronautical signaling systems, and bird protection systems, all to provide sustainability and reduce environmental effects.

The thesis outlines the different phases of the overhead power line project, starting with preliminary studies to assess technical, economic, and environmental feasibility. It then discusses the analysis of legal, environmental, and urban planning constraints that guide the definition of an optimized route, a balance between technical effectiveness and impact minimization. This process also includes defining the final route, developing the licensing project, the construction stage, and any necessary modifications.

In the electrical and mechanical engineering realm of dimensioning, the foundations for calculations that are used when designing overhead lines were addressed, including analysis techniques that ensure regulatory requirements and technical performance of infrastructure go hand in hand. In order to maintain this dimensioning, sophisticated computer packages such as PLS-CADD and CLINHAS were used for the mechanical-structural modeling of overhead lines, allowing for the verification of safety distances, the structural stability check, stresses calculation for different load conditions, and the optimization of support points. In the field of electrical analysis, PowerFlowCalc software was developed and put in Microsoft Excel with Visual Basic for Applications (VBA) in order to automatically calculate electrical parameters, power flow, ampacities, and electrical and magnetic field models, where there was a lack in working with single and double lines that possess bundles of up to four conductors per phase.

The methodology validation and the tool created are confirmed by its complete application in two representative case studies, which are the project of a 60 kV double-circuit distribution line and a 400 kV transmission line with two conductors per bundle. Both projects were designed in their entirety within the framework of this work, without appealing to adaptations

of previously existing works, addressing electrical and mechanical sizing, as well as power transit study, electromagnetic field calculation, traction analysis on conductors, and verification of the behavior of insulator chains and support stability. The process confirms the adherence of the projects to the regulatory requirements and exposure limits applicable to each case, pinpointing the proposed methodology and the practical feasibility of the work carried out.

The study was carried out according to a global regulatory framework, where the primary references are the High Voltage Power Line Safety Regulation (RSLEAT) and the European standard EN 50341 Overhead electrical lines above AC 1 kV), and also the technical requirements and design standards adopted by the entities that operate the national distribution and transmission networks, of which the E-Redes regulatory documents and REN's internal technical specifications are highlighted.

This dissertation therefore unifies a comprehensive methodological framework, playing an important role in the modernization and resilience of the national electricity grid by fostering efficiency and sustainability in power line project planning and implementation.

Keywords: Overhead Power Lines, High Voltage, Safety Regulation, European Standards, Power Line Components.

Agradecimentos

A realização desta dissertação resultou não apenas do esforço individual, mas também do apoio, da dedicação e do contributo de várias pessoas e organizações, sem os quais este percurso teria sido certamente mais desafiante.

Em primeiro lugar, desejo expressar o meu profundo agradecimento ao meu orientador académico, Professor Engenheiro António Gomes, pela constante disponibilidade, pelas sugestões sempre pertinentes e pelo acompanhamento próximo em todas as fases deste trabalho, que se revelaram determinantes para a qualidade desta dissertação e para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Quero também manifestar a minha sincera gratidão à Value Element Engineering Solutions, pela oportunidade de desenvolver este projeto num ambiente profissional tão enriquecedor e motivador. Ao Engenheiro Marcelo Pereira, pela confiança depositada e pela oportunidade de integrar o departamento de projetos da empresa, deixo o meu reconhecimento. Um agradecimento muito especial ao meu orientador na empresa, Engenheiro José Carlos Martins, pela orientação, paciência e acompanhamento contínuo, que tiveram um papel determinante ao longo de todo o desenvolvimento deste trabalho. Ao Sérgio Moreira, cuja ajuda foi essencial para a conclusão da dissertação, e ao Engenheiro Rui Sá, pela partilha de conhecimento e pelas contribuições técnicas, manifesto igualmente a minha sincera gratidão.

Não poderia deixar de recordar a Japimobili, onde tive a oportunidade de dar os primeiros passos no mundo da engenharia. Um agradecimento particular ao Engenheiro Paulo Jorge Silva, que, com a sua orientação, paciência e confiança me ensinou a valorizar o rigor e a responsabilidade profissional desde o início da minha caminhada.

À minha família, pelo apoio incondicional ao longo de todo o percurso, e aos meus amigos, pelos momentos de partilha, incentivo e descontração, expresso igualmente a minha gratidão.

E, de forma muito especial, à Mariana, pelo apoio constante, pela paciência sempre presente e pela motivação diária, que constituíram um verdadeiro pilar em toda esta jornada.

António Santos

Conteúdo

Lista de Figuras **xv**

Lista de Tabelas **xix**

Lista de Símbolos **xxi**

Lista de Siglas e Acrónimos **xxv**

1 Introdução **1**
1.1 Contextualização . . . 1
1.2 Objetivos . . . 1
1.3 Organização da Dissertação . . . 3

2 Projeto, Execução e Exploração de Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição **5**
2.1 Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição no Sistema Elétrico Português . . . 5
2.2 Impacto das Energias Renováveis no Planeamento das Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição . . . 6
2.3 Componentes das Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição . . . 8
2.3.1 Condutores . . . 8
2.3.2 Cabos de Guarda . . . 9
2.3.3 Isoladores e Cadeias de Isoladores . . . 10
2.3.4 Dispositivos de Fixação . . . 12
2.3.5 Apoios, Fundações e Armações . . . 14
2.3.5.1 Armações . . . 17
2.3.5.2 Fundações . . . 17
2.3.6 Sistemas de Ligação à Terra . . . 18
2.3.7 Amortecedores de Vibração . . . 19
2.3.8 Balizagem Aeronáutica . . . 20
2.3.8.1 Balizagem Diurna . . . 20
2.3.8.2 Sinalização Noturna . . . 21
2.3.9 Dispositivos de Proteção à Avifauna . . . 21
2.3.10 Conjuntos Sinaléticos . . . 22
2.4 Fases do Projeto de Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição . . . 23
2.4.1 Estudo-Prévio . . . 23
2.4.2 Estudo . . . 23
2.4.3 Levantamento Topográfico . . . 24
2.4.4 Análise das Condicionantes . . . 25
2.4.5 Definição do Traçado Final . . . 26
2.4.6 Elaboração do Projeto Licenciamento . . . 26
2.4.7 Indemnização de proprietários . . . 27
2.4.8 Projeto de Execução . . . 27
2.4.9 Construção . . . 28

2.4.10 Projeto Retificativo 29
2.5 Aspetos Regulamentares e Técnicos do Projeto de Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição 29
2.5.1 Regulamentações Aplicáveis 29
2.5.2 Aspetos Técnicos 32
2.5.2.1 Tipologia das linhas 33
2.5.2.2 Classificação quanto ao Comprimento e Modelo de Análise Elétrica 33
2.5.2.3 Definições no âmbito do projeto de linhas aéreas 34
2.5.3 Projeto de Linhas Aéreas 34
2.5.3.1 Definição do traçado da linha 34
2.5.3.2 Realização do levantamento topográfico 34
2.5.3.3 Posicionamento e implantação dos apoios 35
2.5.3.4 Tipologia e características dos apoios 35
2.5.3.5 Distâncias mínimas entre os cabos/condutores e apoios 35
2.5.3.6 Dimensionamento da secção dos condutores 35
2.5.3.7 Análise das características físicas e elétricas da linha 35
2.5.3.8 Considerações sobre as condições atmosféricas 35
2.5.3.9 Sinalização e balizagem aeronáutica 35
2.5.3.10 Fundações e estabilidade estrutural 35
2.5.3.11 Sistemas de ligação à terra 35

3 Dimensionamento Elétrico e Mecânico das Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição 37
3.1 Dimensionamento Elétrico 37
3.1.1 Tensões Nominais em Uso no Sistema Elétrico Nacional 38
3.1.2 Intensidade da Corrente de Serviço 38
3.1.3 Corrente Admissíveis nos Condutores 39
3.1.4 Potência Ativa 40
3.1.5 Distância Geométrica entre Fases 41
3.1.5.1 Linhas Simples 41
3.1.5.2 Linhas Duplas 42
3.1.6 Características Elétricas Lineares 42
3.1.6.1 Resistência Elétrica 43
3.1.6.2 Indutância 43
3.1.6.3 Reatância Longitudinal 44
3.1.6.4 Capacitância 44
3.1.6.5 Susceptância 45
3.1.6.6 Condutância 45
3.1.6.7 Impedância 46
3.1.6.8 Admitância 46
3.1.6.9 Impedância Característica 47
3.1.7 Perdas de Energia 47
3.1.8 Queda de Tensão 48
3.1.9 Metodologia para Determinação dos Parâmetros das Linhas Elétricas Aéreas 48
3.1.10 Campos Eletromagnéticos em Linhas Elétricas Aéreas 49
3.1.10.1 Enquadramento Regulamentar e Valores Limite de Exposição . 49
3.1.10.2 Modelo de Cálculo do Campo Elétrico 49
3.1.10.3 Modelo de Cálculo do Campo Magnético 52

3.2 Dimensionamento Mecânico . . . 55
3.2.1 Tração Mecânica Máxima Admissível . . . 55
3.2.2 Estados Atmosféricos . . . 56
3.2.3 Forças Aplicadas nos Condutores . . . 57
3.2.3.1 Ação do Peso Próprio do Cabo . . . 58
3.2.3.2 Ação do Gelo . . . 58
3.2.3.3 Ação do Vento . . . 58
3.2.3.4 Coeficientes de Sobrecarga Mecânica . . . 61
3.2.4 Equação de Estados . . . 62
3.2.5 Determinação da Tração de Montagem . . . 62
3.2.5.1 Vão Crítico . . . 62
3.2.5.2 Vão Equivalente . . . 63
3.2.5.3 Estado Mais Desfavorável . . . 63
3.2.6 Parâmetro da Catenária e Cálculo da Flecha Máxima . . . 64
3.2.6.1 Vão em Nível . . . 66
3.2.6.2 Vãos em Desnível . . . 66
3.2.7 Estabilidade dos Apoios . . . 67
3.2.8 Desvio Transversal da Cadeia de Isoladores em Suspensão . . . 68
3.2.9 Ângulo de Enrolamento dos Condutores nas Cadeias de Isoladores em Suspensão . . . 69
3.2.10 Distâncias de Segurança Regulamentares e Recomendadas . . . 69

4 Ferramentas de Cálculo Aplicadas ao Projeto de Linhas Aéreas 73
4.1 *PowerFlowCalc* . . . 73
4.1.1 Bases de Dados . . . 74
4.1.1.1 Condutores e Cabos de Guarda . . . 74
4.1.1.2 Geometrias dos Cabos . . . 75
4.2 Estrutura das Folhas de Cálculo . . . 76
4.3 Guia de Utilização e Lógica de Implementação . . . 76
4.3.1 Navegação Inicial . . . 77
4.3.2 Módulo 1: Análise de Trânsito de Potência . . . 77
4.3.2.1 Folha 1: Preenchimento dos Dados Gerais . . . 77
4.3.2.2 Folha de Estudo de Viabilidade Técnica dos Condutores . . . 79
4.3.2.3 Folhas de Resultados do Trânsito de Potência . . . 79
4.3.2.4 Folha de Resultados da Ampacidade e Potência Máxima Transportável . . . 80
4.3.3 Módulo 2: Análise de Campos Eletromagnéticos . . . 81
4.3.3.1 Folha 2: Preenchimento de Dados e Lógica de Geometrias . . . 81
4.3.3.2 Folhas de Resultados e Algoritmos de Cálculo . . . 83
4.3.4 Módulo 3: Base de Dados de Cabos . . . 85
4.4 *CLINHAS* . . . 85
4.5 *PLS-CADD* . . . 86
4.5.1 Análise Estrutural e Métodos de Modelação . . . 86

5 Aplicação Metodológica e Validação de Projetos de Linhas Aéreas 89
5.1 Enquadramento dos Estudos de Caso . . . 89
5.2 Planeamento e Definição do Traçado . . . 91
5.2.1 Definição de Corredores e Análise de Condicionantes . . . 91
5.2.2 Modelação do Terreno e Definição do Perfil Longitudinal . . . 92

5.3 Estudo de Caso 1:
Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV 93
5.3.1 Análise do Desempenho Elétrico 93
5.3.1.1 Análise de viabilidade técnica dos condutores 93
5.3.1.2 Análise do Trânsito de Potência 94
5.3.1.3 Análise dos Campos Eletromagnéticos 95
5.3.2 Análise do Desempenho Mecânico 96
5.3.2.1 Verificação da Distância Mínima de Segurança ao Solo 97
5.3.2.2 Verificação das Distâncias Mínimas de Segurança em Cruzamentos 97
5.3.2.3 Análise das Trações Aplicadas nos Condutores 98
5.3.2.4 Análise da Estabilidade Estrutural dos Apoios 99
5.3.2.5 Análise das Distâncias entre Condutores 101
5.3.2.6 Análise da Estabilidade das Cadeias de Isoladores em Suspensão 102
5.3.2.7 Análise do Ângulo de Enrolamento dos Condutores nas Cadeias de Isoladores 102
5.4 Estudo de Caso 2:
Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV 103
5.4.1 Análise do Desempenho Elétrico 103
5.4.1.1 Seleção do Condutor e Configuração da Linha 103
5.4.1.2 Análise do Trânsito de Potência 104
5.4.1.3 Análise dos Campos Eletromagnéticos 105
5.4.2 Análise do Desempenho Mecânico 106
5.4.2.1 Verificação das Distâncias Mínimas de Segurança ao Solo . . . 107
5.4.2.2 Verificação das Distâncias Mínimas de Segurança em Cruzamentos 107
5.4.2.3 Análise das Trações Aplicadas nos Condutores 109
5.4.2.4 Balizagem Aérea 111
5.4.2.5 Análise da Estabilidade Estrutural dos Apoios 111
5.4.2.6 Análise da Estabilidade das Cadeias de Isoladores em Suspensão 112
5.4.2.7 Verificação dos Ângulos de Inclinação e Enrolamento dos Condutores nas Cadeias de Isoladores 113
5.4.2.8 Análise Técnica da Fixação das Cadeias de Isoladores em Apoios do Tipo QT 113

6 Conclusão **115**

Bibliografia **117**

A Interface da Ferramenta *PowerFlowCalc* **121**
A.1 Navegação e Interface Principal 121
A.2 Módulo 1: Análise de Trânsito de Potência 122
A.3 Módulo 2: Análise de Campos Eletromagnéticos 125
A.4 Módulo 3: Base de Dados de Cabos 127

B Memória Descritiva e Justificativa
Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV **129**
B.1 Introdução 129
B.2 Considerações Gerais 129
B.2.1 Objeto 129

B.3 Características da Linha . . . 129
B.4 Critérios Técnicos Gerais . . . 130
B.4.1 Equipamento . . . 131
B.4.1.1 Apoios . . . 131
B.4.1.2 Cabos . . . 131
B.4.1.3 Amortecedores de Vibrações . . . 132
B.4.1.4 Cadeias de Isoladores . . . 132
B.5 Cálculos . . . 132
B.5.1 Cálculos Elétricos . . . 132
B.5.1.1 Capacidade Máxima de Transporte . . . 132
B.5.2 Trânsito de Potência . . . 132
B.5.3 Diretriz da Linha . . . 133
B.5.3.1 Localização . . . 133
B.6 Travessias e Cruzamentos . . . 133
B.6.1 Travessias de Estradas . . . 134
B.6.2 Travessias de Servidões de Vias-Férreas . . . 134
B.6.3 Travessias de Cursos de Água . . . 134
B.6.4 Servidões Aeronáuticas Civis e Militares . . . 134
B.6.5 Cruzamentos com Outras Linhas Elétricas Aéreas . . . 134
B.6.6 Cruzamentos e Paralelismos com Gasodutos . . . 134
B.7 Balizagem Aérea . . . 135
B.7.1 Balizagem Aérea para Aeronaves . . . 135
B.7.1.1 Balizagem Diurna . . . 135
B.7.1.2 Balizagem Noturna . . . 135
B.7.2 Sinalização para Aves . . . 135
B.7.3 Campos Elétricos e Magnéticos . . . 136
B.7.3.1 Campo Elétrico . . . 136
B.7.3.2 Campo Magnético . . . 137
B.8 Elementos do Projeto . . . 137
B.8.1 Peças Escritas . . . 137
B.8.2 Peças Desenhadas . . . 137

C Anexos
Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV **139**
C.1 Elementos Gerais da Linha . . . 139
C.2 Capacidade Máxima de transporte . . . 139
C.3 Trânsito de Potências . . . 140
C.4 Campo Elétrico e Magnético . . . 141
C.5 Cálculo Mecânico dos Cabos . . . 144
C.6 Cálculo da Estabilidade dos Apoios . . . 145

D Peças Desenhadas
Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV **147**

E Memória Descritiva e Justificativa
Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV **149**
E.1 Introdução . . . 149
E.2 Considerações Gerais . . . 149
E.2.1 Objeto . . . 149
E.3 Características da Linha . . . 149

E.4 Critérios Técnicos Gerais . . . 150
E.4.1 Equipamento . . . 150
E.4.1.1 Apoios . . . 150
E.4.1.2 Cabos . . . 151
E.4.1.3 Amortecedores de Vibrações . . . 152
E.4.1.4 Cadeias de Isoladores . . . 152
E.5 Cálculos . . . 152
E.5.1 Cálculos Elétricos . . . 152
E.5.1.1 Capacidade Máxima de Transporte . . . 152
E.5.1.2 Trânsito de Potência . . . 153
E.5.2 Diretriz da Linha . . . 153
E.5.2.1 Localização . . . 153
E.6 Travessias e Cruzamentos . . . 154
E.6.1 Travessias de Estradas . . . 154
E.6.2 Travessias de Servidões de Vias-Férreas . . . 154
E.6.3 Travessias de Cursos de Água . . . 154
E.6.4 Servidões Aeronáuticas Civis e Militares . . . 154
E.6.5 Cruzamentos com Outras Linhas Elétricas Aéreas . . . 154
E.6.6 Cruzamentos e Paralelismos com Gasodutos . . . 155
E.7 Balizagem Aérea . . . 155
E.7.1 Balizagem Aérea para Aeronaves . . . 155
E.7.1.1 Balizagem Diurna . . . 155
E.7.1.2 Balizagem Noturna . . . 155
E.7.2 Sinalização para Aves . . . 156
E.7.3 Efeitos dos Campos Eletromagnéticos . . . 156
E.7.3.1 Cálculo do Campo Elétrico . . . 157
E.7.3.2 Cálculo do Campo Magnético . . . 157
E.8 Elementos do Projeto . . . 158
E.8.1 Peças Escritas . . . 158
E.8.2 Peças Desenhadas . . . 159

F Anexos
Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV **161**
F.1 Elementos Gerais da Linha . . . 161
F.2 Capacidade Máxima de transporte . . . 161
F.3 Trânsito de Potências . . . 162
F.4 Campo Elétrico e Magnético . . . 163
F.4.1 Apoio QT: Esteira horizontal . . . 163
F.4.2 Apoio DLT: Esteira Vertical Simples . . . 166
F.4.3 Apoio DLT: Esteira Vertical Dupla . . . 169
F.5 Cálculo Mecânico dos Cabos . . . 172
F.6 Comportamento das Cadeias . . . 173
F.7 Cálculo da Estabilidade dos Apoios . . . 174

G Peças Desenhadas
Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV **175**

Lista de Figuras

2.1 Evolução Anual da Produção de Energia Renovável (2015-2024) [TWh]. 6
2.2 Evolução anual prevista da procura total de eletricidade *per capita* (2020-2040) [3]. 7
2.3 Representação dos condutores ACSR e AAAC. 9
2.4 Cabo de guarda com fibra ótica. 10
2.5 Cadeias de isoladores de feixe duplo em configuração de suspensão. 11
2.6 Cadeias de isoladores de feixe duplo em configuração de amarração. 12
2.7 Pinças dos Condutores de fase. 13
2.8 Pinças dos Cabos Guarda. 13
2.9 Pinças dos Cabos Guarda (OPGW). 13
2.10 Apoio de Alinhamento. 14
2.11 Apoio de Ângulo. 15
2.12 Aplicação em contexto real de um apoio sem braços em Ângulo. 15
2.13 Aplicação em contexto real do Apoio em Derivação. 15
2.14 Apoio de Reforço em Alinhamento. 16
2.15 Apoio de Derivação em Reforço. 16
2.16 Apoio de Fim de Linha. 16
2.17 Aplicação em contexto real de um apoio Fim de linha (Pórtico). 17
2.18 Representação esquemática das armações: esteira horizontal, esteira vertical simples e dupla, galhardete e configuração em triângulo, respetivamente [15, 16]. 17
2.19 Sistema de malha de terra de apoio metálico com 4 sapatas[1]. 19
2.20 Amortecedor *StockBridge* [18]. 19
2.21 Dispositivos de sinalização à Avifauna. 21
2.22 Carta militar e ortofotomapa utilizados para o levantamento aerofotogramétrico e análise detalhada do terreno à escala 1:25000. 24

3.1 Mapa isotérmico da temperatura ambiente máxima de Verão [33]. 40
3.2 Configuração dos apoios para análise da distância geométrica entre fases. 41
3.3 Fluxograma da metodologia de cálculo dos parâmetros de uma linha elétrica. . . 49
3.4 Metodologia de cálculo da amplitude máxima do campo elétrico (E_{max}) num ponto de observação. 52
3.5 Metodologia de cálculo da densidade de fluxo magnético máxima (B_{max}) num ponto de observação. 54
3.6 Forças aplicadas pelos agentes atmosféricos nos condutores [11]. 57
3.7 Diagrama de decisão do estado mais desfavorável. 64
3.8 Representação da aproximação entre catenária e a parábola. 65
3.9 Representação de vãos em nível. 66
3.10 Representação de vãos em desnível. 66
3.11 Ângulo de enrolamento do condutor nas cadeias de isoladores [11]. 69

4.1 Formulário para a introdução de um novo cabo na base de dados. 75
4.2 Índice principal e painel de navegação da ferramenta. 77
4.3 Introdução de dados para o cálculo do trânsito de potência. 78

4.4 Seleção do Apoio e da Armação para cálculo da DMG. 78
4.5 Interface para a definição do condutor e iniciação dos cálculos elétricos. 79
4.6 Resultados do Estudo Técnico de Viabilidade aplicado à Comparação de Condutores. 79
4.7 Resultados do cálculo de trânsito de potência (quilométricos e integrais). 80
4.8 Apresentação dos resultados da potência máxima de transporte para a condição térmica de referência. 81
4.9 Apresentação dos resultados da ampacidade do condutor em função das condições de operação térmica. 81
4.10 Interface de introdução de dados para o cálculo dos campos elétrico e magnético. 82
4.11 Guia visual para o preenchimento da tabela de geometria dos cabos. 83
4.12 Apresentação dos resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal. . . 84
4.13 Apresentação dos resultados do cálculo do campo magnético. 84

5.1 Vista 3D em PLS-CADD das linhas projetadas. 89
5.2 Esquema Unifilar das linhas projetadas. 90
5.3 Fontes de informação cartográfica base aplicadas. 91
5.4 Análise das condicionantes no corredor de estudo. 92
5.5 Vista aérea no *Google Earth* da Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV. 93
5.6 Resultados obtidos do estudo de viabilidade técnica para a seleção do condutor da linha de 60 kV. 94
5.7 Ampacidade e potência máxima de transporte. 94
5.8 Representação do Perfil Longitudinal da Linha PE Vale de Ôdre - CSF Montargil, a 60 kV, no PLS-CADD. 96
5.9 Visualização tridimensional do cruzamento com a linha aérea S/Designação, a 60 kV, no PLS-CADD. 97
5.10 Relatório de verificação do cruzamento com a linha aérea S/Designação, a 60 kV, extraído do PLS-CADD. 97
5.11 Extrato da análise de estabilidade dos apoios no *software* CLINHAS. 100
5.12 Taxas de esforços máximos aplicados aos apoios da linha em estudo. 100
5.13 Verificação das distâncias mínimas entre condutores de fases distintas. 101
5.14 Ligação ao Pórtico em Feixe Duplo. 101
5.15 Análise do ângulo de inclinação das cadeias de isoladores em suspensão. 102
5.16 Análise do ângulo dos condutores nas fixações. 102
5.17 Vista aérea no *Google Earth* da Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV. . . 103
5.18 Ampacidade e potência máxima de transporte. 104
5.19 Representação do Perfil Longitudinal da Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV, no PLS-CADD. 106
5.20 Visualização tridimensional do cruzamento com as linhas aéreas LTVR.PGN e LALT.TVR, ambas a 400 kV, no PLS-CADD. 107
5.21 Relatório de verificação do cruzamento com a linha aérea LTVR.PGN, a 400 kV, extraído do PLS-CADD. 108
5.22 Relatório de verificação do cruzamento com a linha aérea LALT.TVR, a 400 kV, extraído do PLS-CADD. 108
5.23 Visualização tridimensional do cruzamento com a linha aérea FR 15-61-1-10-18/AMOREIRA, a 15 kV, no PLS-CADD. 109
5.24 Relatório de verificação do cruzamento com a linha aérea FR 15-61-1-10-18/AMOREIRA, a 15 kV, extraído do PLS-CADD. 109
5.25 Relatório do *PLS-TOWER* do ângulo máximo de oscilação das cadeias no apoio QRS3 para um deslocamento transversal de 2,75 metros sob ação do vento. . . . 113

5.26 Vista frontal do apoio P2 no *PLS-CADD*, com os condutores amarrados no ponto de fixação esquerdo, segundo o sentido crescente da linha. 114
5.27 Vista angular do apoio P2 no *PLS-CADD* com a representação do desvio dos fiadores em deslocamento transversal sob ação do vento. 114

A.1 Ecrã de apresentação da ferramenta. 121
A.2 Índice principal com acesso aos diferentes módulos. 121
A.3 Folha "1. Preenchimento dos Dados Gerais do Trânsito de Potência". 122
A.4 Folha "1.1. Estudo de Viabilidade Técnica dos Condutores". 122
A.5 Folha "1.2. Resultados do Cálculo Elétrico". 123
A.6 Folha "1.4. Resultados da Ampacidade e Potência Máxima". 123
A.7 Folha "1.3. Resultados do Cálculo Elétrico para diferentes Regimes de Carga". . . 124
A.8 Folha "2. Preenchimento dos Dados Gerais do Campo Elétrico e Magnético". . . 125
A.9 Folha de resultados do cálculo do Campo Elétrico à Tensão Nominal. 125
A.10 Folha de resultados do cálculo do Campo Elétrico à Tensão Máxima. 126
A.11 Folha de resultados do cálculo do Campo Magnético. 126
A.12 Folha "3. Lista de Cabos", que constitui a base de dados dos cabos. 127

B.1 Esquema da linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV. 130

C.1 Elementos Gerais da linha, incluindo dados dos apoios e vãos. 139
C.2 Análise da Capacidade Máxima de transporte. 139
C.3 Análise de trânsito de potências para diferentes cenários de carga. 140
C.4 Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal. 141
C.5 Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão máxima de serviço. 142
C.6 Resultados do cálculo do campo magnético. 143
C.7 Resultados do cálculo mecânico para os condutores de fase e cabos de guarda. . 144
C.8 Análise de esforços e cálculo da estabilidade dos apoios da linha. 145

E.1 Esquema da linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV. 150

F.1 Elementos Gerais da linha, incluindo dados dos apoios e vãos. 161
F.2 Análise da Capacidade Máxima de transporte. 161
F.3 Análise de trânsito de potências para diferentes cenários de carga. 162
F.4 Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal (Esteira Horizontal). . 163
F.5 Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão máxima de serviço (Esteira Horizontal). 164
F.6 Resultados do cálculo do campo magnético (Esteira Horizontal). 165
F.7 Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal (Esteira Vertical Simples). 166
F.8 Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão máxima de serviço (Esteira Vertical Simples). 167
F.9 Resultados do cálculo do campo magnético (Esteira Vertical Simples). 168
F.10 Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal (Esteira Vertical Dupla). 169
F.11 Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão máxima de serviço (Esteira Vertical Dupla). 170
F.12 Resultados do cálculo do campo magnético (Esteira Vertical Dupla). 171
F.13 Resultados do cálculo mecânico para os condutores de fase e cabos de guarda. . 172
F.14 Inclinação e oscilação das cadeias de isoladores dos condutores de fase. 173
F.15 Inclinação e oscilação das cadeias de isoladores dos cabos de guarda. 174
F.16 Análise de esforços e cálculo da estabilidade dos apoios da linha. 174

Lista de Tabelas

2.1 Principais Entidades a consultar e condicionantes associadas. 26
2.2 Classificação dos níveis de tensão nas linhas elétricas aéreas. 33

3.1 Tensões nominais utilizadas em redes elétricas em Portugal [22]. 38
3.2 Níveis de referência de exposição a campos elétricos e magnéticos (50 Hz) [35]. . 49
3.3 Espessura da manga de gelo em função da altitude da linha. 58
3.4 Coeficiente de forma para condutores, cabos e isoladores. 59
3.5 Valores da pressão dinâmica do vento em função da altura. 59
3.6 Velocidades de referência do vento segundo a EN 50341 [30]. 60
3.7 Pressão dinâmica do vento em função da altura h e da zona de vento [30]. 61
3.8 Tipos de apoios e referências no RSLEAT. 67
3.9 Distâncias de segurança do RSLEAT e valores recomendados pela E-Redes [40]. . 70
3.10 Distâncias mínimas de segurança preconizadas pela REN. 71

4.1 Lista de cabos disponíveis na base de dados do *PowerFlowCalc*. 74
4.2 Armações incluídas na base de dados de geometrias. 75

5.1 Resultados do trânsito de potência para os quatro regimes de carga distintos. . . 95
5.2 Valores máximos calculados do campo elétrico. 95
5.3 Valor máximo calculado da densidade de fluxo magnético. 96
5.4 Estados atmosféricos aplicados ao projeto. 98
5.5 Resultados do trânsito de potência para os quatro regimes de carga distintos. . . 104
5.6 Valores máximos calculados do campo elétrico à tensão nominal para as diferentes geometrias de armação. 105
5.7 Valores máximos calculados do campo elétrico à tensão máxima para as diferentes geometrias de armação. 105
5.8 Valores máximos calculados da densidade de fluxo magnético para as diferentes geometrias de armação. 106
5.9 Estados atmosféricos aplicados ao projeto. 110
5.10 Taxas de esforços máximos aplicados aos apoios da linha em estudo. 111

B.1 Características dos cabos. 131
B.2 Classificação da poluição ao longo da linha. 132
B.3 Resultados do trânsito de potência para os quatro regimes de carga distintos. . . 133
B.4 Localização da linha, segundo a Carta Administrativa Oficial de Portugal. 133
B.5 Travessias de cursos de água. 134
B.6 Cruzamentos com outras linhas elétricas. 134
B.7 Níveis de referência para exposição a campos elétricos e magnéticos (50 Hz). . . 136
B.8 Valores máximos calculados do campo elétrico. 136
B.9 Valor máximo calculado da densidade de fluxo magnético. 137

E.1 Características dos cabos. 151

E.2 Classificação da poluição ao longo da linha. 152
E.3 Resultados do trânsito de potência para os quatro regimes de carga distintos (Linha a 400 kV). 153
E.4 Localização da linha, segundo a Carta Administrativa Oficial de Portugal. 153
E.5 Travessias de estradas. 154
E.6 Travessias de cursos de água. 154
E.7 Cruzamentos com outras linhas elétricas. 155
E.8 Níveis de referência para exposição a campos elétricos e magnéticos (50 Hz). . . 156
E.9 Valores máximos calculados do campo elétrico à tensão nominal para as diferentes geometrias de armação. 157
E.10 Valores máximos calculados do campo elétrico à tensão máxima para as diferentes geometrias de armação. 157
E.11 Valores máximos calculados da densidade de fluxo magnético para as diferentes geometrias de armação. 158

Lista de Símbolos

a	Coeficiente de redução aerodinâmico	
B	Densidade de fluxo magnético	[T]
B_{max}	Densidade de fluxo magnético máxima	[T]
b_i	Comprimento inclinado do vão i	[m]
B_k	Susceptância por fase por quilómetro	[S/km]
c	Coeficiente de forma dos condutores	
C	Constante de Stefan-Boltzmann	[W/(m^2·K^4)]
C_k	Capacidade por fase por quilómetro	[F/km]
d_I	Densidade de corrente	[A/mm^2]
d	Diâmetro do condutor	[m]
D	Distância geométrica média entre condutores	[mm]
Dcad	Comprimento das cadeias de suspensão	[m]
D_i	Distância equivalente associada à fase i, considerando os dois ternos	[mm]
D_{ij}	Distância entre os condutores das fases i e j, no mesmo terno ou entre ternos diferentes	[mm]
$D_{ii'}$	Distância entre os condutores da mesma fase, pertencentes a ternos distintos	[mm]
e	Espessura da manga de gelo	[mm]
E	Poder emissivo do condutor relativamente a um corpo negro	
E	Módulo de elasticidade	[daN/mm^2]
E_{max}	Amplitude máxima do campo elétrico	[kV/m]
$\lvert E_{\text{sup,c}}\rvert$	Magnitude do campo elétrico na superfície do condutor c	[V/m]
E_{rx}, E_{ry}	Componentes reais do campo elétrico nos eixos x e y	[V/m]
E_{ix}, E_{iy}	Componentes imaginárias do campo elétrico nos eixos x e y	[V/m]
f	Flecha do condutor ou cabo de guarda	[m]
f	Frequência da rede elétrica	[Hz]
f_{max}	Flecha máxima	[m]
F_R	Força resultante de todas as forças exercidas sobre o condutor	[daN/m]
F_{vento}	Força do vento aplicada ao cabo	[daN/m]
$F_{V\text{cond}}$	Força do vento sobre o condutor	[daN]
$F_{V\text{isol}}$	Força do vento sobre a cadeia de isoladores	[daN]
G	Condutância	[S]
G	Intensidade de radiação solar incidente numa superfície	[W/m^2]
G_k	Condutância por fase por quilómetro	[S/km]
H	Intensidade do campo magnético	[A/m]
H_{max}	Amplitude máxima da intensidade do campo magnético	[A/m]
H_{rx}, H_{ry}	Componentes reais do campo magnético nos eixos x e y	[A/m]
H_{ix}, H_{iy}	Componentes imaginárias do campo magnético nos eixos x e y	[A/m]
h	Altura do apoio	[m]
h	Maior altura das embarcações que circulam na área, medida acima do nível das águas	[m]

h	Altura do ponto de fixação do condutor	[m]
h_e	Profundidade mínima de enterro dos postes	[m]
h_i	Diferença de cotas entre os apoios, incluindo a altura destes	[m]
i	Índice que representa o lado montante (i=1) e jusante (i=2) da cadeia	
I	Corrente eficaz por condutor	[A]
I	Intensidade da corrente máxima do condutor	[A]
I_{cc}	Corrente de curto-circuito máxima admissível	[kA]
I_p	Pico de corrente de descarga atmosférica	[A]
k	Coeficiente dependente da natureza dos condutores	
K_1	Constante térmica do material condutor	[mm$^2\cdot$ kA$^{-1}\cdot$ s$^{1/2}$]
K_2	Coeficiente de correção associado à variação de temperatura	
l	Comprimento do condutor	[km]
L	Indutância	[H]
L_A	Distância mínima dos apoios da linha de alta tensão ao eixo da via	[m]
L_B	Distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha de alta tensão	[m]
L_c	Distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha superior	[m]
L_{cr}	Vão crítico	[m]
L_e	Vão equivalente	[m]
L_{eq}	Vão equivalente	[m]
L_h	Comprimento horizontal do vão	[m]
L_i	Comprimento do vão i do cantão	[m]
L_k	Indutância por fase e por quilómetro	[H/km]
L_v	Comprimento do vão real (inclinado)	[m]
m	Coeficiente de sobrecarga (adimensional)	
m_i, m_j	Coeficientes de sobrecarga nos estados i e j	
m_p	Coeficiente de sobrecarga (primavera)	
m_v	Coeficiente de sobrecarga (verão)	
m_1, m_2	Coeficientes de sobrecarga nos estados de inverno e primavera, respetivamente	
n	Número de condutores por fase	
P	Perdas de energia	[W]
$p\%$	Percentagem de perdas de energia	[%]
$[P]$	Matriz simétrica dos coeficientes de potencial de Maxwell	[m/F]
P_{ii}, P_{ij}	Coeficientes de potencial próprio e mútuo da matriz de Maxwell	[m/F]
P_c	Parâmetro da catenária	[m]
p_f	Perdas por fase	[kW/km]
p_{cond}	Peso linear do condutor	[daN/m]
p_{gelo}	Peso linear da manga de gelo	[daN/m]
p_{isol}	Peso da cadeia de isoladores	[daN]
P_n	Potência ativa de transmissão	[W]
$[Q]$	Vetor dos fasores das cargas elétricas lineares nos condutores	[C/m]
q	Pressão dinâmica do vento	[Pa]
r	Raio de um condutor	[mm]
r_0	Raio equivalente ou fictício da fase	[mm]
R	Resistência elétrica total do condutor	[Ω]
r_{conds}	Raio da circunferência que passa pelos subcondutores que constituem a fase	[mm]

R_{cond}	Resistência do condutor	[Ω/m]
R_k	Resistência elétrica por unidade de comprimento	[Ω/km]
R_p	Resistência de impulso do sistema	[Ω]
S	Potência aparente trifásica a transportar / Potência aparente da carga	[VA]
σ	Secção do condutor	[mm^2]
t	Duração do curto-circuito	[s]
t_i, t_j	Tração do condutor nos estados i e j	[daN/mm^2]
t_{max}	Tração mecânica máxima admissível	[daN/mm^2]
t_{rotura}	Tração de rotura máxima do condutor	[daN]
t_{serv}	Tração de serviço do condutor	[daN/mm^2]
T_{amb}	Temperatura ambiente	[K]
T_{cond}	Temperatura de projeto do condutor	[K]
T_{max}	Temperatura máxima de operação do condutor	[$^\circ$C]
U	Tensão nominal entre fases	[V] ou [kV]
U_s	Tensão simples da linha	[kV]
$[V]$	Vetor dos fasores das tensões aplicadas aos condutores	[V]
v	Velocidade do vento	[m/s]
V_E	Tensão estimada nos elétrodos	[V]
x	Distância horizontal entre o plano onde a tangente à curva é horizontal e um ponto da catenária	[m]
x_N, y_N	Coordenadas do ponto de observação do campo	[m]
X	Reatância indutiva	[Ω]
X_k	Reatância indutiva por fase por quilómetro	[Ω/km]
y	Distância vertical entre o plano onde a tangente à curva é horizontal e um ponto da catenária	[m]
Y_k	Admitância por fase por quilómetro	[S/km]
$\lvert Y_k \rvert$	Módulo da admitância por fase por quilómetro	[S/km]
Z_c	Impedância característica da linha	[Ω]
Z_k	Impedância por fase por quilómetro	[Ω/km]
$\lvert Z_k \rvert$	Módulo da impedância por fase por quilómetro	[Ω/km]
α	Coeficiente de dilatação linear térmica do condutor	[$^\circ$C^{-1}]
α_s	Coeficiente de absorção solar	
β	Coeficiente de temperatura do material	[$^\circ$C^{-1}]
ϵ_0	Permitividade elétrica do vácuo	[F/m]
γ_{gelo}	Massa volúmica do gelo	[kg/m^3]
γ_r	Peso volúmico do material do condutor	[N/m^3]
δ	Desvio transversal da cadeia de isoladores	[Grd]
δ	Ângulo condutor nos acessórios de fixação	[$^\circ$]
δ_1	Ângulo entre o condutor e o plano horizontal no lado montante da cadeia	[$^\circ$]
δ_2	Ângulo entre o condutor e o plano horizontal no lado jusante da cadeia	[$^\circ$]
ΔU	Queda de tensão	[V]
θ	Ângulo de inclinação do cabo em relação ao plano Lh	[$^\circ$]
θ_i, θ_j	Temperaturas nos estados i e j	[$^\circ$C]
θ_1, θ_2	Temperaturas nos estados atmosféricos de inverno e primavera, respetivamente	[$^\circ$C]
μ	Permeabilidade magnética relativa do condutor	
μ_0	Permeabilidade magnética do vácuo	[H/m]
ρ_q	Resistividade do material à temperatura q	[$\Omega\cdot$ mm^2 / km]

ρ_{20}	Resistividade do material a 20°C	[$\Omega\cdot$ mm^2 / km]
σ	Secção nominal do condutor	[mm^2]
Φ	Diâmetro do cabo	[mm]
φ	Ângulo de desfasamento	[$^{\circ}$]
$\cos\varphi$	Fator de potência da linha	
ω	Frequência angular	[rad/s]
$\angle Z_k$	Ângulo de fase da impedância por fase	[$^{\circ}$]
$\angle Y_k$	Ângulo de fase da admitância por fase	[$^{\circ}$]

Lista de Siglas e Acrónimos

AAAC	*All Aluminium Alloy Conductor*
AAC	*All Aluminium Conductor*
ACSR	*Aluminium Cable Steel Reinforced*
ADSS	*All-Dielectric Self-Supporting*
AE	Autoestradas
ANAC	Autoridade Nacional de Aviação Civil
AT	Alta Tensão
BFD	*Bird Flight Diverters*
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEM	Campos Eletromagnéticos
CIA	Circular de Informação Aeronáutica 10/03
CSF	Central Solar Fotovoltaica
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DIA	Declaração de Impacte Ambiental
EDS	*Everyday Stress*
FBF	*Firefly Bird Flappers*
GPS	Global Positioning System
HTLS	*High Temperature Low Sag*
IC	Itinerários complementares
ICAO	*International Civil Aviation Organization*
ICNF	Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas
IP	Itinerários principais
LALT.TVR	Linha Alcoutim - Tavira
LED's	*Light Emitting Diodes*
LIDAR	*Light Detection and Ranging*
LTVR.PGN	Linha Tavira - Puebla de Guzmán
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão

ONG's	Organizações Não Governamentais
OPGW	*Optical Ground Wire*
PDIRD	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade
PE	Parque Eólico
PLS-CADD	*Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting*
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PSS	Plano de Segurança e Saúde
PVC	Policloreto de Vinilo
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RNC 2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RSLEAT	Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
SE	Subestação
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TCO	*Total Cost of Ownership*
VBA	*Visual Basic for Application*

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

A energia elétrica é um pilar essencial para o desenvolvimento económico e social, uma vez que sustenta as atividades quotidianas e empresariais de toda a população. O fornecimento seguro e contínuo deste recurso depende de um Sistema Elétrico de Energia (SEE) devidamente estruturado, no qual as linhas elétricas desempenham um papel central na transmissão da energia desde os centros de produção até aos pontos de consumo.

No contexto europeu e global, o setor elétrico enfrenta desafios substanciais relacionados com a transição energética, nomeadamente a crescente integração de fontes renováveis intermitentes e o aumento da procura de energia, impulsionado pela eletrificação da economia e pela digitalização. O cumprimento das metas estabelecidas pelo Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) e Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e pelos compromissos da União Europeia, como o Pacto Ecológico Europeu (*Green Deal*), exige não apenas a expansão da capacidade instalada de produção renovável, mas também a modernização e o reforço das infraestruturas de transporte e distribuição de eletricidade.

As linhas elétricas aéreas são infraestruturas essenciais para o transporte e distribuição eficiente de grandes volumes de energia elétrica, garantindo a interligação entre as zonas de produção e os centros de consumo. Estas infraestruturas estão sujeitas a exigências técnicas e a diversos fatores ambientais, como ventos intensos e formações de gelo, que podem comprometer a sua estabilidade e segurança. Neste contexto, o dimensionamento, a execução e a exploração destas linhas assumem um papel determinante na garantia da continuidade do fornecimento de energia elétrica, na minimização de perdas elétricas e na proteção de pessoas e bens.

A presente dissertação enquadra-se no domínio da conceção e desenvolvimento de linhas aéreas de média, alta e muito alta tensão, com destaque nas metodologias de planeamento e dimensionamento que garantem a conformidade com o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT) e as normas europeias EN 50341 - *Overhead Electrical Lines Exceeding AC 1 kV*. Paralelamente, este estudo visa abordar os desafios técnicos e regulamentares inerentes ao setor, contribuindo para a implementação de uma rede elétrica nacional mais fiável, resiliente e alinhada com os objetivos de sustentabilidade energética.

1.2 Objetivos

Os objetivos desta dissertação consistem na definição das bases metodológicas e técnicas necessárias à conceção de um projeto de linha elétrica aérea de alta tensão.

O primeiro objetivo consiste em consolidar e apresentar as bases metodológicas, técnicas e regulamentares necessárias ao planeamento, conceção e execução de projetos de linhas aéreas em Portugal. Este objetivo será concretizado através da descrição detalhada das fases de desenvolvimento do projeto, desde os estudos preliminares e levantamento topográfico até à definição do traçado, especificação dos componentes estruturais e preparação da documentação técnica. Incluir-se-á, igualmente, a caracterização dos principais elementos constituintes da linha, como condutores, cabos de guarda, cadeias de isoladores, apoios, fundações e dispositivos auxiliares, assegurando o cumprimento do RSLEAT, da norma EN 50341 e das especificações técnicas emitidas pelas entidades responsáveis pela Rede Nacional de Transporte e pela Rede Nacional de Distribuição. Simultaneamente, serão igualmente abordados os aspetos regulamentares e técnicos inerentes ao projeto de linhas elétricas aéreas, incluindo a descrição das normas aplicáveis, os requisitos de segurança e os critérios de dimensionamento que sustentarão a conceção e a execução dos futuros projetos, assegurando a sua conformidade.

Um dos contributos centrais do trabalho residirá no estudo dos cálculos elétricos e mecânicos inerentes ao projeto de linhas aéreas. No domínio elétrico, serão desenvolvidas metodologias para a determinação de parâmetros fundamentais, incluindo o dimensionamento da ampacidade, as quedas de tensão, as perdas de energia e a modelação dos campos elétricos e magnéticos. Na vertente mecânica, proceder-se-á à análise das trações dos condutores, esforços atuantes, flechas e verificação da estabilidade estrutural dos apoios e das cadeias de isoladores, considerando as condições de carga mais desfavoráveis e as exigências regulamentares associadas.

Associado a esta abordagem, o segundo objetivo consiste no desenvolvimento de uma ferramenta computacional, designada por *PowerFlowCalc*, implementada em ambiente Microsoft Excel com recurso a *Visual Basic for Applications* (VBA). Esta aplicação será concebida para automatizar a análise elétrica, permitindo realizar cálculos de trânsito de potência, perdas, quedas de tensão, ampacidade e modelação de campos eletromagnéticos, colmatando a lacuna existente no tratamento de linhas simples e duplas com feixes até quatro condutores por feixe.

O terceiro objetivo corresponde à validação prática da metodologia proposta, através da sua aplicação a dois estudos de caso representativos, nomeadamente, uma linha de distribuição de 60 kV em circuito duplo e uma linha de transporte de 400 kV com dois condutores por feixe. Em ambos os projetos será realizado o dimensionamento elétrico e mecânico das linhas aéreas, incluindo o estudo do trânsito de potência, o cálculo dos campos eletromagnéticos, a definição da tensão nominal, corrente de serviço, perdas de energia e quedas de tensão, bem como a análise das trações nos condutores, o dimensionamento das flechas e a verificação do comportamento das cadeias de isoladores e da estabilidade dos apoios, considerando sempre as combinações mais desfavoráveis de exploração.

Para suportar estas análises, recorrer-se-á a ferramentas computacionais especializadas, destacando-se o *PLS-CADD* para a modelação mecano-estrutural e verificação estrutural da linha de muito alta tensão, o *CLINHAS* para a verificação estrutural da linha de alta tensão e a aplicação *PowerFlowCalc*, concebida para o estudo do trânsito de potência e a modelação dos campos eletromagnéticos.

Por último, salienta-se que esta dissertação visa constituir uma base metodológica e técnica essencial para a conceção e planeamento de projetos de linhas elétricas aéreas, contribuindo para a modernização e resiliência das redes de transmissão de energia elétrica, em conformidade com os requisitos técnicos e regulamentares atuais.

1.3 Organização da Dissertação

A presente dissertação está organizada em seis capítulos, estruturados de forma progressiva e articulada, de modo a abordar os temas centrais relacionados com o projeto de linhas elétricas aéreas de média, alta e muito alta tensão.

O Capítulo 1 apresenta a contextualização inicial, incluindo o enquadramento do tema, os objetivos principais e o plano de trabalho, estabelecendo o suporte teórico e metodológico que fundamenta o estudo no contexto técnico e regulamentar do sistema elétrico em Portugal.

O Capítulo 2 explora o enquadramento do sistema elétrico nacional, destacando o papel das linhas aéreas e o impacto das fontes renováveis no seu planeamento. Adicionalmente, descreve os componentes principais das linhas elétricas aéreas, bem como, as fases do desenvolvimento do projeto, incluindo a análise técnica e regulamentar que sustenta a conceção e operação destas infraestruturas.

O Capítulo 3 aborda o dimensionamento elétrico e mecânico das linhas aéreas, iniciando pelos fundamentos dos cálculos elétricos, incluindo tensão nominal, corrente de serviço, potência ativa, perdas e queda de tensão, assim como o campo elétrico e magnético das linhas aéreas. Seguidamente, são abordados os cálculos mecânicos, com destaque na verificação da tração máxima, na análise dos esforços provocados por agentes atmosféricos, na avaliação do comportamento das cadeias e da estabilidade dos apoios nas condições mais exigentes de exploração.

O Capítulo 4 apresenta as principais ferramentas computacionais aplicadas ao projeto de linhas elétricas, destacando a aplicação *PowerFlowCalc*, desenvolvida para o cálculo do trânsito de potências e modelação dos campos eletromagnéticos em linhas de transporte e distribuição de energia. Complementarmente, apresenta-se a ferramenta *CLINHAS*, utilizada no dimensionamento de linhas de média e alta tensão, e o *PLS-CADD*, reconhecido no meio profissional para simulação e otimização estrutural.

O Capítulo 5 inclui a validação prática da investigação, aplicando a metodologia e as ferramentas descritas nos capítulos anteriores a dois estudos de caso, correspondentes a linhas de 60 kV e 400 kV. Para cada projeto, são detalhados o planeamento do traçado e o dimensionamento elétrico e mecânico, com a apresentação e análise dos resultados obtidos.

O Capítulo 6 resume as conclusões da presente dissertação, sintetizando as principais contribuições técnicas alcançadas e identificando potenciais desenvolvimentos futuros, nomeadamente a evolução da aplicação *PowerFlowCalc*, com a integração do cálculo de parâmetros elétricos adicionais que reforcem a sua aplicabilidade.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas que sustentaram o desenvolvimento do trabalho, bem como, em anexo, a memória descritiva, os cálculos complementares e as peças desenhadas desenvolvidas para cada uma das linhas projetadas.

Capítulo 2

Projeto, Execução e Exploração de Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição

A compreensão do estado atual do funcionamento da rede elétrica no Sistema Elétrico de Energia (SEE) em Portugal constitui um requisito fundamental para o desenvolvimento do estudo do projeto de linhas elétricas de média, alta e muito alta tensão.

O presente capítulo tem como objetivo estabelecer uma base de referência para o desenvolvimento do trabalho, aprofundando o enquadramento do sistema elétrico nacional. Nesse contexto, será abordada a relevância estratégica das linhas de transporte e distribuição de energia, bem como os principais aspetos regulamentares e técnicos que condicionam a sua conceção e exploração, fatores que se revelam determinantes para a sua integração no sistema. Será também analisada a importância destas infraestruturas no processo de incorporação da produção renovável distribuída, que representa um dos maiores desafios do SEE na atualidade.

2.1 Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição no Sistema Elétrico Português

O Sistema Elétrico de Energia em Portugal tem vindo a responder aos desafios impostos pela transição energética, com foco na descarbonização e na integração progressiva de fontes de energia renovável. Neste contexto, o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) constitui o principal instrumento de política energética e climática para o período 2021-2030, substituindo, após 2020, o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER). A referida resolução está igualmente alinhada com os objetivos de longo prazo de Portugal, nomeadamente a neutralidade carbónica, através da sua articulação com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

A aprovação inicial do PNEC 2030 foi formalizada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, tendo sido posteriormente atualizado e validado por meio de um processo participativo que incluiu consulta pública. A versão mais recente do plano foi aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024, de 30 de outubro de 2024 [1]. As medidas incluídas, na resolução mencionada, assumem um papel determinante na prossecução dos objetivos e metas estabelecidos para Portugal no domínio da energia e do clima até 2030. Entre os principais compromissos definidos, destaca-se a meta de alcançar uma quota de 42,50% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto. Para a materialização deste objetivo, torna-se imprescindível não apenas a ampliação da capacidade instalada de produção a partir de fontes renováveis, mas também o reforço e a modernização das infraestruturas de transporte e distribuição de energia elétrica, garantindo o seu ajuste às exigências de um sistema energético mais sustentável e resiliente [1].

Atualmente, é possível observar um crescimento significativo das energias renováveis em Portugal, impulsionado pelas medidas do PNEC 2030, como evidenciado na Figura 2.1. O relatório de Estatísticas Rápidas das Energias Renováveis da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) indica que, entre outubro de 2023 e setembro de 2024, as fontes de energia renovável representaram 79% da produção elétrica em Portugal, com as tecnologias hídrica e eólica a responderem por 77% dessa produção. Este aumento reflete um crescimento de 21% em relação ao ano anterior, impulsionado pelos investimentos na expansão da capacidade instalada, que atingiu os 20131 MW no final de setembro de 2024. Durante o mesmo período, a produção hídrica registou um crescimento de 38%, em contraste com os anos de 2015 a 2017, quando as secas severas afetaram negativamente a produção [2].

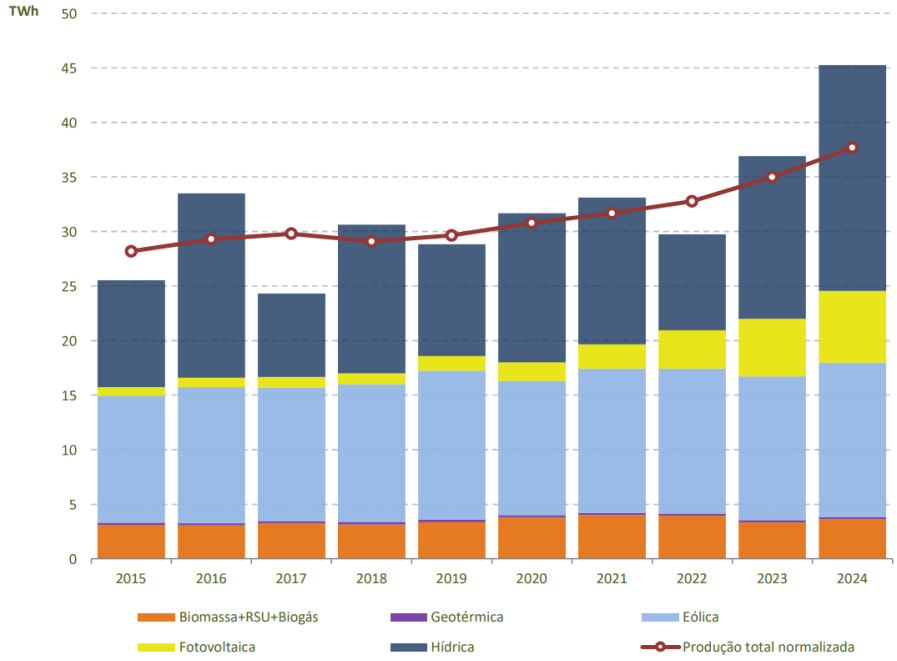


FIGURA 2.1: Evolução Anual da Produção de Energia Renovável (2015-2024) [TWh].

A produção descentralizada, que representa 11,3% da capacidade renovável instalada, reflete a proliferação de soluções de autoconsumo e instalações de menor escala, colocando novos desafios à Rede Nacional de Distribuição (RND) e à Rede Nacional de Transporte (RNT). As linhas elétricas aéreas tornam-se, assim, essenciais para interligar as zonas de produção a centros de consumo e redistribuir de maneira eficiente, a energia, garantindo a estabilidade do sistema [1].

2.2 Impacto das Energias Renováveis no Planeamento das Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição

A crescente integração de fontes renováveis e a eletrificação de setores como a mobilidade reforçam a necessidade de planeamento e implementação de novos projetos de linhas elétricas aéreas. Estas infraestruturas, além de transportarem grandes volumes de eletricidade, devem ser projetadas para lidar com a variabilidade e intermitência das fontes renováveis.

O reforço das interligações com Espanha e a modernização das linhas existentes são essenciais para garantir a flexibilidade e a resiliência da rede elétrica face ao crescente contributo das fontes renováveis. A Figura 2.1 ilustra a evolução da capacidade instalada dessas fontes nos últimos

anos, destacando a necessidade de adaptação das linhas aéreas para suportar o aumento da produção de energia renovável e assegurar a integração eficiente desse crescimento até 2030 [1, 2].

De acordo com a proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade (PDIRD) 2024 da E-Redes e a proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT) 2022-2031 da Redes Energéticas Nacionais (REN), as projeções de consumo de eletricidade entre 2020 e 2040 indicam um crescimento contínuo. A Figura 2.2 ilustra a evolução anual prevista da procura total de eletricidade *per capita* até 2040 [3, 4].

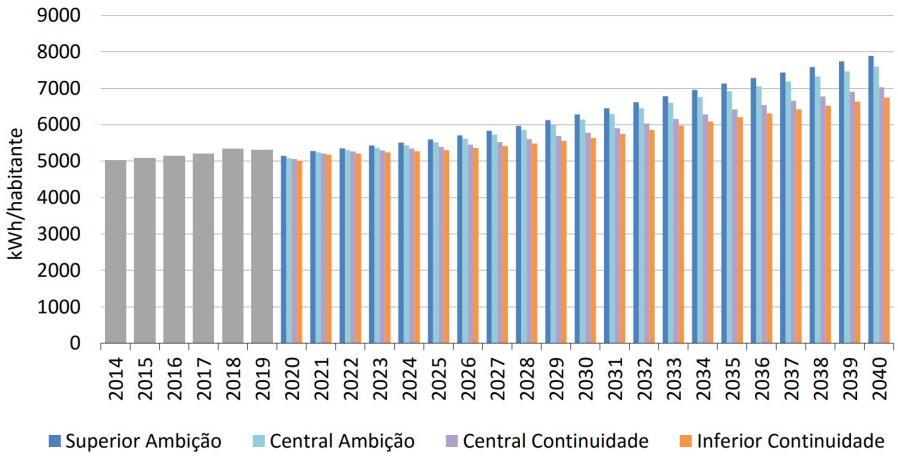


FIGURA 2.2: Evolução anual prevista da procura total de eletricidade *per capita* (2020-2040) [3].

Segundo a REN, os valores apresentados na Figura 2.2, dependem de fatores como o crescimento económico, eficiência energética e descentralização da produção. O cenário mais ambicioso (”Superior Ambição”) é resultante de uma maior penetração de veículos elétricos, o que amplia a complexidade da gestão da rede e a necessidade de reforço da RNT.

O crescimento da demanda energética realça a necessidade de investimento na RNT, justificando a necessidade de modernização e melhoria as linhas de transporte de energia, especialmente nas regiões com elevada injeção de energias renováveis. Complementarmente, a modernização das linhas existentes é crucial para corrigir perdas, melhorar a estabilidade da rede e prevenir falhas decorrentes do envelhecimento das infraestruturas.

Assim como refere o documento PDIRD de 2024 da E-REDES, *”Em toda a Europa, incluindo Portugal, as redes elétricas estão envelhecidas, o que exige modernização para atender à crescente procura de produtores e consumidores, como reiterado no EU Grid Action Plan, no qual se estima também um aumento entre 50-70% do ritmo de investimento nas redes de distribuição de 2020 até 2030”*, *”A idade média dos troços AT aéreos em exploração é de cerca de 30 anos... de sublinhar que cerca de 25% da rede aérea tem 40 ou mais anos, sendo necessário investir pontualmente em troços de rede com maior risco ou próximos do seu fim de vida.”*, enfatizando a necessidade de modernização da RND e da RNT [3, 4].

Atualmente, a RNT detém um comprimento de linhas de 9424 km, enquanto que a E-Redes detém 9755 km de linha Alta Tensão (AT), e 75043 km de Baixa Tensão (BT) [4, 5].

2.3 Componentes das Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição

As linhas elétricas aéreas são constituídas por um conjunto de componentes responsáveis pelo transporte e distribuição de energia elétrica, garantindo o correto funcionamento e a segurança do sistema.

A seleção e a implementação adequadas destes componentes são determinantes para alcançar um desempenho otimizado da linha e garantir a sua segurança operacional, destacando-se, entre eles, os seguintes:

- Condutores;
- Cabos de Guarda;
- Isoladores e Cadeias de Isoladores;
- Dispositivos de Fixação;
- Apoios, Fundações e Armações;
- Sistemas de Ligação à Terra;
- Amortecedores de Vibração;
- Balizagem Aeronáutica;
- Dispositivos de Proteção à Avifauna;
- Conjuntos Sinaléticos.

Estes componentes desempenham um papel crítico na segurança e na eficiência das linhas elétricas aéreas, devendo ser selecionados em conformidade com as especificidades técnicas e as normativas vigentes exigidas em cada projeto.

2.3.1 Condutores

Os condutores utilizados em linhas elétricas aéreas são constituídos por múltiplos fios condutores reunidos em cabo, podendo incluir um núcleo de reforço metálico para garantir a resistência mecânica necessária. A seleção dos condutores adequados para uma linha aérea baseia-se nas suas características mecânicas e elétricas, nomeadamente a condutividade elétrica, resistência mecânica, resistência à corrosão, peso, custo e resistência a temperaturas elevadas.

Em termos de composição, os condutores podem ser homogéneos, constituídos por um único material, como cobre ou ligas de alumínio, ou heterogéneos, formados por diferentes materiais. Entre os condutores utilizados em linhas aéreas, um exemplo de condutor homogéneo é o *All Aluminium Alloy Conductor* (AAAC), constituído inteiramente por liga de alumínio, que combina elevada condutividade elétrica com boa resistência mecânica, sendo aplicado em situações em que não é necessário recorrer a um núcleo metálico de reforço. Por contraste, um exemplo representativo de condutor heterogéneo é o cabo de alumínio-aço, frequentemente designado por *Aluminium Cable Steel Reinforced* (ACSR), que apresenta uma alma de aço zincado, responsável pela resistência mecânica, e camadas superficiais de alumínio, que garantem a condutividade elétrica [6].

Os tipos de condutores mais utilizados são os ACSR, representados na Figura 2.3A, bem como os *All Aluminium Conductor* (AAC) e os AAAC, demonstrados na Figura 2.3B, sendo escolhidos de

acordo com os requisitos específicos da sua aplicação e em conformidade com as especificações técnicas aplicáveis. Em casos especiais, como linhas instaladas em áreas de elevada densidade urbana, podem ser utilizados cabos de alta temperatura e baixa flecha *High Temperature Low Sag* (HTLS), desde que possuam características dimensionais e elétricas equivalentes aos cabos ACSR [7].

(A) ACSR [8]. (B) AAAC [8].

FIGURA 2.3: Representação dos condutores ACSR e AAAC.

Os condutores multifilares, compostos por fios dispostos em hélice e organizados em camadas alternadas, assegura uma maior robustez estrutural, permitindo a redução das flechas, o aumento dos vãos e a diminuição do número de apoios necessários. Estes condutores, que apresentam um diâmetro superior e uma secção transversal inferior à soma dos fios que os constituem, podem ser fabricados a partir de materiais homogéneos ou de combinações, como ligas de alumínio ou alumínio-aço, selecionados de forma a otimizar a resistência mecânica e reduzir o peso total.

Os cabos ACSR são amplamente preferidos devido às suas vantagens económicas e técnicas, sendo que apresentam uma redução significativa no peso em relação aos de cobre, diminuindo os custos de investimento. Em igualdade de perdas de energia, um condutor ACSR pode reduzir o peso total dos condutores em cerca de 50%, assegurando uma combinação ideal entre resistência mecânica e desempenho elétrico. Estes cabos são frequentemente utilizados na RND e na RNT devido à sua eficiência.

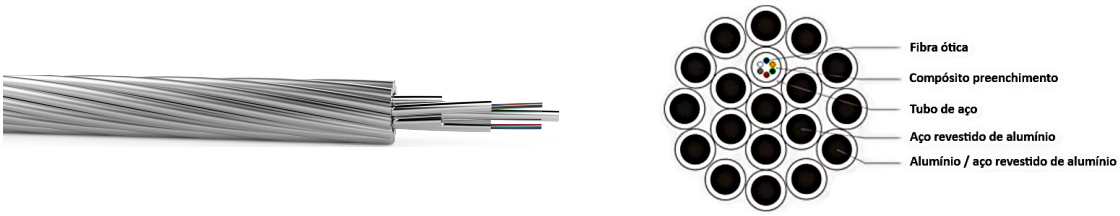
Os condutores isolados, por sua vez, não são aplicados em linhas aéreas da RND e da RNT devido à sua suscetibilidade a alterações mecânicas irreversíveis quando expostos a elevadas temperaturas. Este tipo de condutor, revestido por uma camada de material isolante para prevenir choques elétricos, são aplicados unicamente em linhas subterrâneas. De forma análoga, em zonas densamente povoadas, os cabos isolados são frequentemente instalados em galerias subterrâneas, com o intuito de minimizar os riscos de contacto direto e melhorar a segurança da população. Adicionalmente, estes cabos podem constituir uma solução mais vantajosa para a ligação das linhas aéreas às subestações, através de uma transição aéreo-subterrânea, especialmente quando o ataque aéreo ao pórtico impõe um desvio, o que pode gerar desafios adicionais para a ligação em estudo e para as futuras expansões da rede.

Um exemplo prático de ligação subterrânea de linhas em Muito Alta Tensão (MAT) ocorre no troço de 10,40 km entre a subestação de Alto de São João e a subestação de Fanhões, em Lisboa, a 220 kV, implementado devido à elevada densidade urbana na área de origem [9].

2.3.2 Cabos de Guarda

Os cabos de guarda proporcionam a proteção das linhas aéreas de transporte e distribuição de energia contra descargas atmosféricas, desempenhando, igualmente, uma função essencial na integração dos sistemas de telecomunicações. Estes cabos são instalados acima dos condutores principais e conectados ao sistema de aterramento dos apoios e subestações, permitindo a captação das descargas elétricas e o escoamento das correntes de defeito diretamente para o solo, reduzindo o risco de falhas e danos estruturais nas linhas elétricas aéreas.

Existem dois tipos de cabos de guarda, selecionadas em função das exigências técnicas específicas de cada instalação. Para uma proteção contra descargas atmosféricas, recorrem-se aos cabos do tipo ACSR, como o modelo *Guinea* ou *Dorking*, amplamente reconhecido como uma solução convencional. Quando, além da proteção contra descargas atmosféricas, é necessária a integração de sistemas de telecomunicações, recorre-se aos cabos *Optical Ground Wire* (OPGW), que possuem um núcleo dielétrico com fibras óticas protegido por fios condutores, assim como representado na Figura 2.4, combinando as funções de proteção mecânica e elétrica com a capacidade de transmissão de dados e telecomando.



(A) OPGW [10].

(B) Secção do OPGW.

FIGURA 2.4: Cabo de guarda com fibra ótica.

Adicionalmente, em infraestruturas que não possuam cabos de guarda mas que necessitem de transmissão de telecomunicações, ou em infraestruturas já equipadas com cabos de guarda sem capacidade de telecomunicações, como o modelo *Dorking*, pode ser implementada uma solução complementar por meio da instalação de cabos *All-Dielectric Self-Supporting* (ADSS). Estes cabos, constituídos exclusivamente por fibras óticas, são concebidos para complementar e modernizar a infraestrutura existente, proporcionando capacidade de telecomunicações [11].

2.3.3 Isoladores e Cadeias de Isoladores

Os isoladores e as cadeias de isoladores garantem o isolamento entre os condutores e os apoios, e, adicionalmente, suportam a tração dos condutores. Estes dispositivos são constituídos por componentes isolantes e metálicos, sendo fixados rigidamente ou articuladamente às estruturas de apoio para assegurar as condições de isolamento. Para a seleção correta do tipo de isoladores a integrar numa linha elétrica, é necessário considerar as condições ambientais, as exigências mecânicas e elétricas, bem como as normativas em vigor. O cumprimento destes critérios é essencial para assegurar a segurança, a eficiência operacional e a longevidade das linhas elétricas aéreas.

Os isoladores podem ser classificados como isoladores rígidos ou isoladores de cadeia, sendo os primeiros predominantes em linhas construídas até à década de 1980, caíram em desuso devido à sua fragilidade, difícil montagem e manutenção inviável. Estes dispositivos não são modulares, o que implica a substituição total em caso de falha. Em contraste, os isoladores de cadeia, compostos por vários módulos interligados por um veio metálico, permitem uma manutenção mais eficiente, uma vez que possibilitam a substituição individual dos constituintes defeituosos.

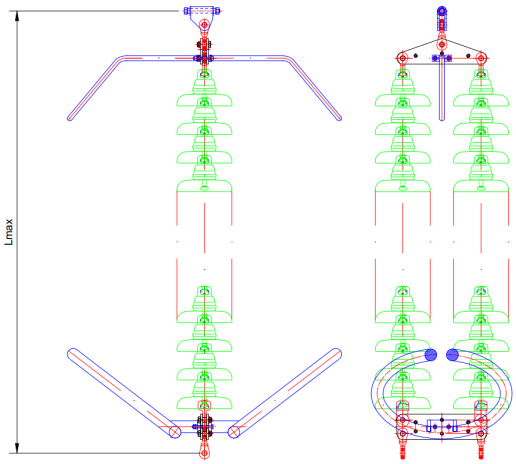
Os materiais utilizados na produção de isoladores incluem porcelana, vidro e polímeros como resina ou compósito. A dificuldade em identificar defeitos internos nos isoladores de porcelana, como rachaduras, limitou o seu uso nas recentes instalações. Os isoladores de vidro, por sua vez, apresentam vantagens significativas, como fiabilidade a longo prazo, resistência à perfuração e a capacidade de permitir detetar defeitos internos. Por último, os isoladores de polímero destacam-se pelo seu desempenho em áreas de elevada poluição, como zonas industriais ou

costeiras, onde a acumulação de contaminantes atmosféricos, como poeira, fuligem ou sal, não adere à sua superfície não porosa, diminuindo assim a necessidade de manutenção.

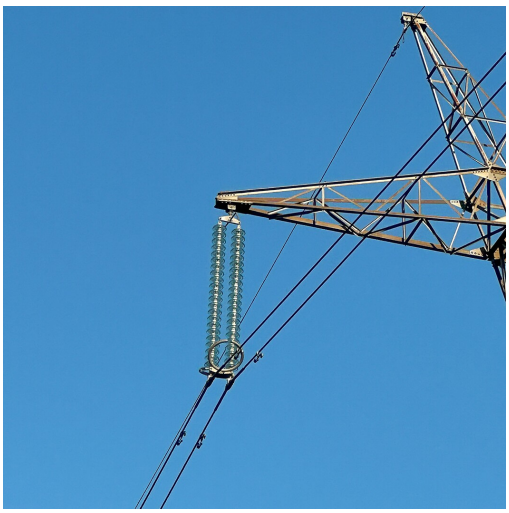
A seleção do tipo de isoladores a usar nas linhas elétricas aéreas depende das condições ambientais e elétricas da linha, especialmente em áreas sujeitas a elevados níveis de poluição industrial ou salina, pois o depósito de contaminantes na superfície externa dos isoladores pode reduzir a sua rigidez dielétrica, aumentando o risco de contornamento elétrico. Nas zonas de poluição ligeira ou moderada, com uma linha de fuga específica de 20 mm/kV, são adequados isoladores comuns de vidro ou compósito. Para zonas com poluição "exagerada"[1], devem ser utilizados isoladores antipoluição, ou seja, de compósito, com linhas de fuga específicas na ordem dos 25 mm/kV. Em condições de poluição excessiva, consideradas anormais, devem ser adotadas soluções técnicas adequadas ao local.

As características técnicas dos isoladores estão definidas por normas como a IEC 60120[2], IEC 60305[3] e IEC 60383-1[4], que especificam parâmetros como o diâmetro nominal, linha de fuga mínima, resistência mecânica e dielétrica, e tensão suportável. Adicionalmente, é necessário assegurar a coordenação de isolamento da linha, considerando descargas atmosféricas, temporárias e de manobra, e garantindo as distâncias mínimas entre fases e entre estas e a terra. Para um nível de coordenação de isolamento de 250 kV, por exemplo, as distâncias fase-terra e fase-fase devem ser de 480 mm e 540 mm, respetivamente [13].

As cadeias de isoladores podem ser de suspensão ou de amarração, consoante os requisitos mecânicos da estrutura, sendo que as de suspensão, dispostas na vertical, são utilizadas para suportar os condutores suspensos abaixo das estruturas de apoio, conforme representado na Figura 2.5.



(A) Esquema da cadeia de isoladores[5].



(B) Aplicação em contexto real.

FIGURA 2.5: Cadeias de isoladores de feixe duplo em configuração de suspensão.

[1] Artigo 50.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro [12].

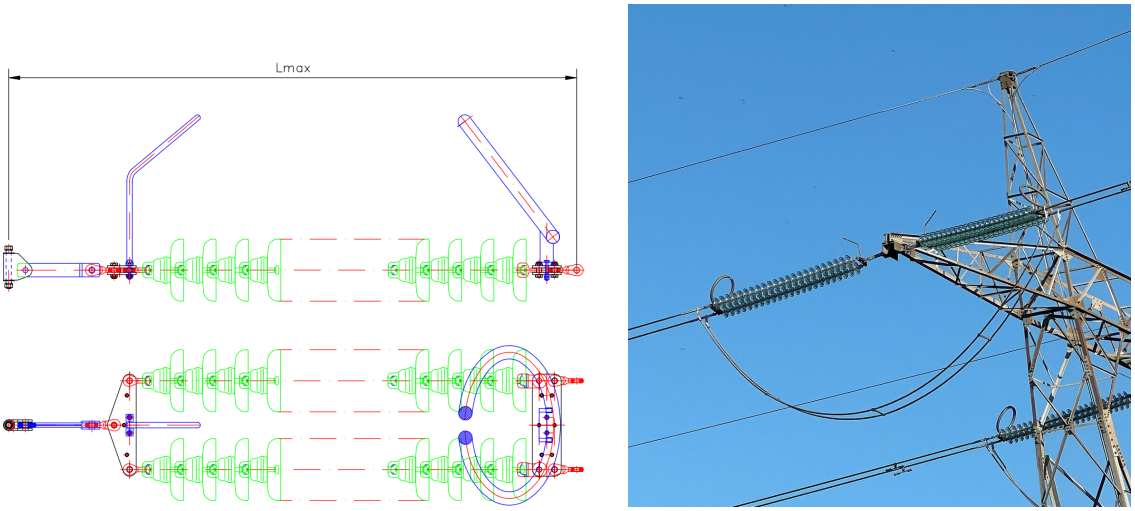
[2] IEC 60120 - *"Insulated Cables for Electric Power Systems – General Specifications for Power Cables"*

[3] IEC 60305 - *"Insulators for Overhead Lines – Ceramic and Glass Insulators for Use in High-Voltage Lines – Part 1: Definitions, Design, Testing and Performance"*

[4] IEC 60383-1 - *"Insulators for Overhead Lines – Disc Insulators for Alternating Current – Part 1: Definitions, Design and Testing"*

[5] PL10161A - Esquema das cadeias de isoladores em suspensão, em que, Lmax=3928 mm, Umax=420kV e Icc<40kA.

Por sua vez, as cadeias de amarração, instaladas na horizontal, são concebidas para suportar esforços mecânicos elevados, sendo utilizadas em apoios de ângulo, de reforço ou de fim de linha, conforme representado na Figura 2.6.



(A) Esquema da cadeia de isoladores[6].

(B) Aplicação em contexto real.

FIGURA 2.6: Cadeias de isoladores de feixe duplo em configuração de amarração.

As cadeias de isoladores são equipadas com hastes de descarga, que protegem os isoladores, e em simultâneo os condutores e recetores, contra arcos de contornamento causados por descargas atmosféricas.

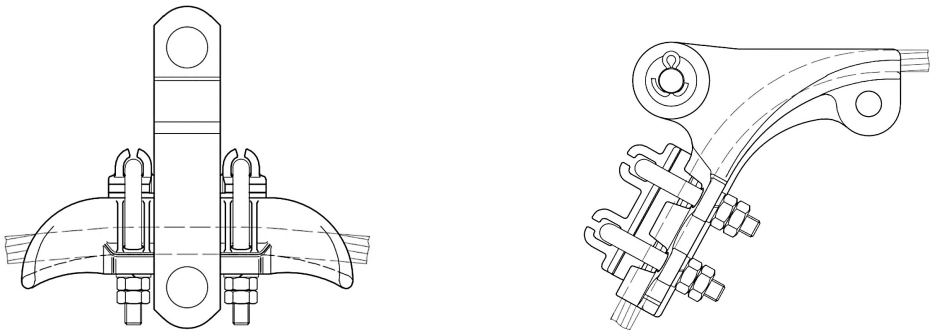
A seleção dos isoladores para linhas de distribuição encontra-se especificada na norma DRE-C10-001/N, variando consoante a secção do condutor, o nível de poluição e a tipologia do apoio, seja este normal ou de reforço [14]. Para linhas de transporte, a escolha depende do nível de poluição, da corrente de curto-circuito, do tipo de apoio e da tensão nominal, sendo orientada pelos modelos preconizados pela REN, de modo a assegurar a fiabilidade e segurança da instalação.

2.3.4 Dispositivos de Fixação

Os dispositivos de fixação utilizados em linhas aéreas permitem a ligação segura dos condutores aos isoladores ou às cadeias de isoladores, assegurando a estabilidade estrutural e a continuidade elétrica do sistema. Os principais instrumentos de fixação são as pinças de amarração e pinças de suspensão.

As pinças de amarração para os condutores de fase são responsáveis pela fixação dos condutores cortados nos apoios de amarração, garantindo a continuidade elétrica através de fiadores, enquanto as pinças de suspensão permitem a fixação sem cortes, mantendo a integridade dos condutores. Ambos os dispositivos são representados na Figura 2.7.

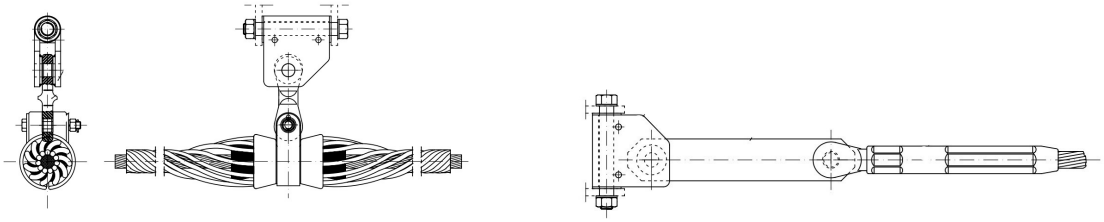
[6] PL10159A - Esquema das cadeias de isoladores em amarração, em que, Lmax=4228 mm, Umax=420kV e Icc<40kA.



(A) Pinça de Suspensão. (B) Pinça de Amarração.

FIGURA 2.7: Pinças dos Condutores de fase.

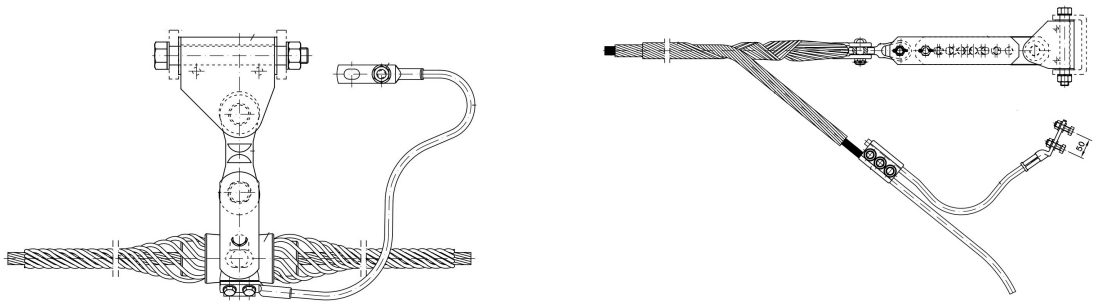
As pinças destinadas aos cabos de guarda, representadas nas Figuras 2.8, são dimensionadas para suportar as forças mecânicas mais elevadas e proteger contra descargas atmosféricas.



(A) Pinça de Suspensão. (B) Pinça de Amarração.

FIGURA 2.8: Pinças dos Cabos Guarda.

Nos cabos OPGW, assim como representado na Figura 2.9, as pinças diferem por incluir uma adaptação que permitem preservar a integridade das fibras óticas durante a aplicação de tensões mecânicas.



(A) Pinça de Suspensão. (B) Pinça de Amarração.

FIGURA 2.9: Pinças dos Cabos Guarda (OPGW).

2.3.5 Apoios, Fundações e Armações

Os apoios de linhas elétricas aéreas suportam os condutores, cabos de guarda, isoladores e os restantes acessórios, garantindo o cumprimento das normas técnicas e regulamentares aplicáveis. Estes componentes estruturais são concebidos e posicionados para suportar os esforços mecânicos a que estão sujeitos, atendendo simultaneamente às distâncias mínimas de segurança entre condutores, dos condutores ao solo e a eventuais obstáculos, conforme estipulado no Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT)[7] e na norma EN 50341 - *Overhead Electrical Lines Exceeding AC 1 kV*.

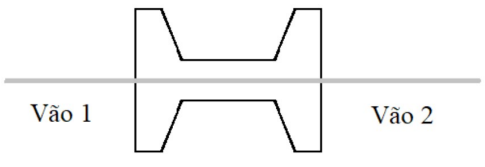
Os apoios podem ser constituídos por betão armado ou aço, sendo a sua seleção dependente de vários fatores, como os esforços mecânicos calculados, a área de ocupação do terreno, as condições de transporte e o local de implantação. Nas linhas de distribuição de energia, são geralmente adotados apoios em betão armado, em virtude do seu custo reduzido e do menor impacto na utilização do solo, facilitando não só a sua implantação, como também a negociação com os proprietários das terras. Os apoios metálicos, por sua vez, apresentam vantagens em terrenos de difícil acesso, pois permitem o transporte em módulos, ao contrário dos apoios de betão. Estes são preferencialmente selecionados face às exigências das distancias mínimas requisitadas pelo RSLEAT e normas em vigor, nas linhas de transporte de energia.

Cada apoio deve ser dimensionado para resistir, com uma margem de segurança adequada, aos esforços nos três eixos principais:

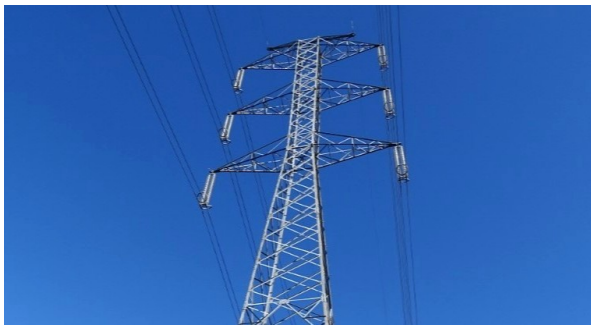
- Esforço longitudinal (Fx): Resulta da diferença de tensões entre os vãos adjacentes do apoio.
- Esforço transversal (Fy): Provocado pela ação do vento sobre os condutores, isoladores e o próprio apoio.
- Esforço vertical (Fz): Derivado do peso dos cabos, isoladores e acessórios, podendo ser agravado pela formação de gelo.

A orientação dos apoios das linhas elétricas depende dos esforços predominantes, sendo os apoios alinhados ao eixo da linha ou, no caso de apoios em ângulo, posicionados perpendicularmente a este, na bissetriz do ângulo formado pelos alinhamentos. De acordo com a sua função, os apoios de linhas aéreas classificam-se nas seguintes categorias:

Apoios de alinhamento: Localizados em troços retilíneos, servem para suportar esforços longitudinais, mantendo os condutores alinhados, assim como representado na Figura 2.10.



(A) Representação [6].

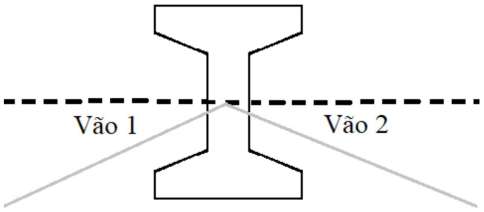


(B) Aplicação em contexto real.

FIGURA 2.10: Apoio de Alinhamento.

[7] Artigos 27.º ao 31.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro [12].

Apoios de ângulo: Utilizados em pontos onde a linha muda de direção, sendo projetados para suportar os esforços adicionais decorrentes da formação de um ângulo, assim como demonstrado nas Figuras 2.11 e 2.12.



(A) Representação [6].

(B) Aplicação de contexto real.

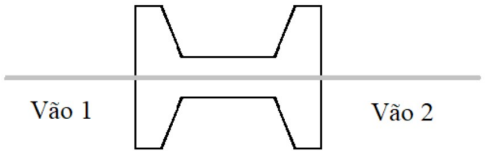
FIGURA 2.11: Apoio de Ângulo.

FIGURA 2.12: Aplicação em contexto real de um apoio sem braços em Ângulo.

Apoios de derivação: Colocados em locais onde a linha é ramificada, suportando tanto os esforços longitudinais como os provocados pela tração dos condutores, assim como representado na Figura 2.13.

FIGURA 2.13: Aplicação em contexto real do Apoio em Derivação.

Apoios de reforço: Dimensionados para mitigar as consequências de condições extremas, como a rutura de condutores ou de cabos de guarda, assim como demonstrado na Figura 2.14.

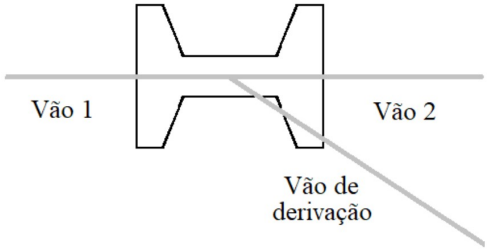


(A) Representação [6].

(B) Aplicação em contexto real. [11].

FIGURA 2.14: Apoio de Reforço em Alinhamento.

Apoios de derivação em reforço: Utilizados em pontos onde a linha muda de direção, sendo projetados para suportar os esforços adicionais decorrentes da formação de um ângulo, assim como representado na Figura 2.15.

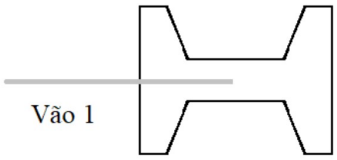


(A) Representação [6].

(B) Aplicação em contexto real. [11].

FIGURA 2.15: Apoio de Derivação em Reforço.

Apoios de fim de linha: Posicionados nos extremos da linha, são concebidos para suportar a totalidade dos esforços exercidos de uma única face, assim como demonstrado nas Figuras 2.16 e 2.17.



(A) Representação [6].

(B) Aplicação em contexto real. [11].

FIGURA 2.16: Apoio de Fim de Linha.

FIGURA 2.17: Aplicação em contexto real de um apoio Fim de linha (Pórtico).

2.3.5.1 Armações

As armações são estruturas metálicas localizadas na parte superior dos apoios, na qual suportam os esforços mecânicos dos condutores, cabos de guarda, isoladores e cadeias de isoladores, além de assegurar o cumprimento das distâncias regulamentares entre os componentes da linha. Estas estruturas metálicas podem assumir diferentes disposições, dependendo da tipologia do apoio e da configuração da linha.

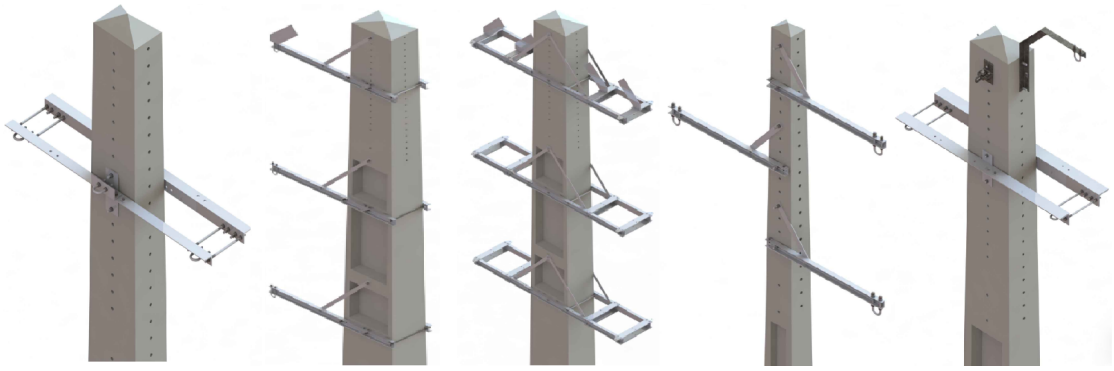


FIGURA 2.18: Representação esquemática das armações: esteira horizontal, esteira vertical simples e dupla, galhardete e configuração em triângulo, respetivamente [15, 16].

Nos apoios de betão, as armações são fornecidas separadamente e normalizadas segundo os padrões técnicos da E-Redes, conforme ilustrado respetivamente na Figura 2.18 [15, 16].

A escolha da configuração tem por base a função do apoio e pela disposição dos condutores, garantindo a segurança elétrica e estrutural da linha, especialmente em situações de esforços significativos ou linhas com cabo de guarda, que requerem armações adicionais.

Nos apoios metálicos, as armações encontram-se integradas na estrutura, em conformidade com os padrões técnicos da REN.

2.3.5.2 Fundações

As fundações dos apoios garantem a estabilidade das linhas elétricas aéreas, pois constituem a base que suporta todos os esforços e tensões a que os apoios estão sujeitos. O dimensionamento das fundações considera diversos fatores como, a altura do apoio, os esforços aplicados e o coeficiente de arrancamento e compressibilidade do terreno, que influencia a deformação do solo sob cargas aplicadas.

Nos casos em que as características do terreno são conhecidas, opta-se frequentemente por fundações normalizadas pela E-Redes e pela REN, projetadas de acordo com os critérios do RSLEAT[8]. Estes critérios incluem requisitos como a profundidade mínima de enterramento, ajustada à altura do apoio. As fundações podem ser compostas por um, dois ou quatro maciços independentes, geralmente construídos com betão ciclópico, que incorpora pedras de dimensões variáveis entre 10 cm e 40 cm [7].

Nas fundações a implementar postes de betão armado, é necessário realizar o cálculo da profundidade mínima de enterro dos postes, através da equação (2.1)[9];

$$h_e = 0,1 \cdot h + 0,5\,[\text{m}] \tag{2.1}$$

Para postes com altura superior a 15 metros, admite-se que a profundidade de enterramento seja inferior à indicada na expressão (2.1), desde que não seja inferior a 2 metros e que a estabilidade do poste seja devidamente justificada[10].

2.3.6 Sistemas de Ligação à Terra

Os sistemas de ligação à terra nas linhas elétricas aéreas garantem a segurança de pessoas, equipamentos e infraestruturas, conduzindo as correntes de defeito, originadas por curto-circuitos ou descargas atmosféricas, para o solo, através de elétrodos de terra interligados por condutores. Estas correntes dissipam-se no solo sob a forma de correntes de defeito, evitando elevações de potencial perigosas.

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, interligando-os entre si, assim como representado na Figura 2.19. Nos apoios de betão é feita a interligação do terminal de terra existente na parte inferior do poste com o elétrodo de terra. Este sistema de interligação inclui também os cabos de guarda, ligados ao circuito de terra dos apoios e às subestações, formando uma malha de proteção.

Para garantir a segurança, é crucial limitar a tensão de contacto e a tensão de passo em situações de defeito. Em zonas públicas, a tensão de toque não pode exceder 189 V e a tensão de passo deve ser inferior a 262 V; em zonas restritas, os limites são de 225 V e 355 V, respetivamente, conforme estipulado na norma EN 50341-3-17. A resistência da terra não deve ser superior a 20 Ω, considerando fatores que influenciam a resistividade do solo, como humidade, temperatura e composição geológica [17].

O dimensionamento do sistema de ligação à terra deve prever o cálculo das tensões nos elétrodos, considerando a indutância (L), a resistência de impulso (R_p) do sistema e o pico de corrente de descarga atmosférica (I_p). A tensão estimada nos elétrodos pode ser calculada através da equação (2.2) [7].

$$V_E \approx \sqrt{\left(L \cdot \frac{dI_p}{dt}\right)^2 + (I_p \cdot R_p)^2} \tag{2.2}$$

Esta expressão garante que o sistema seja projetado para manter as tensões de defeito dentro dos limites aceitáveis.

[8] Secção V, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[9] Artigo 73.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[10] Ponto 4 do Artigo 73.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.

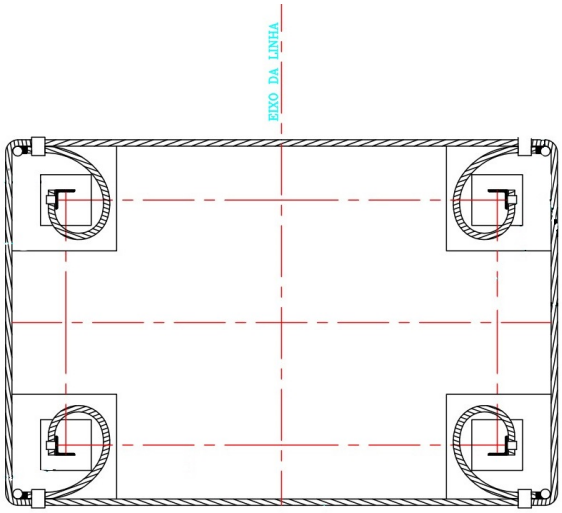


FIGURA 2.19: Sistema de malha de terra de apoio metálico com 4 sapatas[11].

Os materiais usados nos elétrodos, como cobre ou aço galvanizado, devem possuir elevada condutividade elétrica e resistência à corrosão, devem ser colocados nas extremidades das fundações e interligados por meio de uma malha, tal como representado na Figura 2.19.

2.3.7 Amortecedores de Vibração

A vibração eólica contribui para o desgaste e a deterioração dos cabos, além de transmitir esforços prejudiciais às cadeias de isoladores e aos apoios estruturais, pelo que, para mitigar os efeitos dessas oscilações, são implementados amortecedores de vibração, os quais protegem e prolongam a vida útil dos componentes.

O modelo de amortecedor de vibração mais utilizado denomina-se por *Stockbridge*, representado na Figura 2.20, constituído por uma cordoalha de metálica, fabricada com fios de aço ou alumínio revestido a aço, na qual são fixadas duas massas simétricas em cada extremidade. Este conjunto é acoplado ao condutor através de uma presilha central. O princípio de funcionamento baseia-se na dissipação da energia vibratória por meio do amortecimento histerético, na qual à medida que as deformações acontecem, é provocado um deslizamento de fricção entre os fios de aço do *Stockbridge*, convertendo a energia da vibração em calor, reduzindo assim a amplitude das oscilações nos condutores.

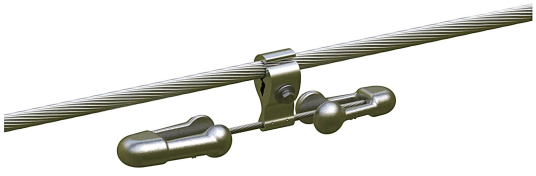


FIGURA 2.20: Amortecedor *StockBridge* [18].

Para assegurar o desempenho adequado dos amortecedores, é fundamental determinar inicialmente as formas de onda de vibração em condições de ressonância da linha elétrica. Este estudo define os pontos de instalação garantindo a máxima eficiência na redução das tensões dinâmicas nos cabos, mesmo em condições climáticas adversas.

[11] PLLTE001 - Configuração tipo da malha de terra, REN.

2.3.8 Balizagem Aeronáutica

A balizagem tem como objetivo principal facilitar a identificação dos condutores e apoios das linhas aéreas, reduzindo os riscos associados às colisões durante operações de voo, como descolagens, aterragens, missões de resgate e combate a incêndios. A sinalização é realizada para o período diurno e para o período noturno, sendo regulada pela Autoridade Nacional de Aviação Civil (ANAC), que segue as diretrizes internacionais estabelecidas pela *International Civil Aviation Organization* (ICAO) e as prescrições da Circular de Informação Aeronáutica 10/03 (CIA).

2.3.8.1 Balizagem Diurna

A sinalização diurna consiste na colocação de esferas de balizagem, ao longo dos condutores ou cabos guarda das linhas elétricas. Estas balizas, fabricadas em materiais como fibra de vidro ou resina de poliéster, poderão ser brancas, vermelhas ou laranjas, dependendo do maior contraste que tenha de garantir com o ambiente envolvente. Em situações onde sejam utilizadas cinco ou mais balizas, torna-se obrigatório a alternância de cores para reforçar a visibilidade [19].

O espaçamento entre balizas é definido pelo seu diâmetro, devendo cumprir as seguintes distâncias [19]:

- 30 metros, para balizas com 60 cm de diâmetro;
- 35 metros, para balizas com 80 cm de diâmetro;
- 40 metros, para balizas com diâmetro igual ou superior a 130 cm;
- 12 metros, independentemente do diâmetro, nas áreas próximas do fluxo de aviões e existência de aeroportos.

Na maioria dos casos, as balizas são instaladas no condutor mais elevado, isto é, nos cabos de guarda. No entanto, em linhas de Média Tensão (MT) que não disponham de cabo de guarda, ou em situações em que fatores como o peso das balizas ou as cargas devidas ao vento inviabilizem essa instalação, as balizas podem ser distribuídas entre nos condutores de fase mais elevados.

De acordo com a CIA de 6 de maio da ANAC, é necessária a balizagem dos seguintes obstáculos [19]:

- Vãos com comprimento superior a 500 metros;
- Vãos que cruzem linhas de água, lagos, albufeiras, etc, com uma largura média superior a 80 m ou que excedam, em projeção horizontal, mais de 60 m relativamente às cotas de projeção sobre o terreno, no caso de vales ou referida ao nível médio das águas;
- Vãos que cruzam Autoestradas (AE), Itinerários principais (IP) ou Itinerários complementares (IC);
- Apoios localizados em vãos que cruzam AE, IP ou IC situados em zonas *non aedificandi*[12];
- Apoios de linhas paralelas a AE, IP ou IC com extensão contínua superior a 900 metros, também situados em zonas *non aedificandi*;
- Estruturas localizadas em áreas de proximidade de aeroportos, aeródromos, heliporto ou de pontos de captação de água localizados em zonas de risco de incêndios florestais;

[12] Estatuto das Estradas da Rede Rodoviária Nacional, Zona de servidão "*non aedificandi*", Artigo 32.º, Lei n.º 34/2015

Além das balizas nos cabos, os apoios situados na Zona de Servidão *non aedificandi* devem ser pintados com faixas alternadas de cores branca e laranja/vermelho, com uma altura correspondente a 1/7 da altura do apoio acima do solo, sendo aplicadas desde o topo até 6 metros abaixo do condutor mais inferior.

2.3.8.2 Sinalização Noturna

A balizagem noturna consiste na sinalização no topo dos apoios com *Light Emitting Diodes* (LED's) alimentados por painéis solares e baterias acumuladoras de energia ou outro equipamento equivalente desde que aprovado pela ANAC. Estes dispositivos devem emitir uma luz vermelha com uma intensidade mínima de 10 Cd, e devem ser ativados 30 minutos antes do pôr do sol, desativados 30 minutos após o nascer do sol e permanecer ativados quando a visibilidade horizontal seja inferior a 1000 metros [19].

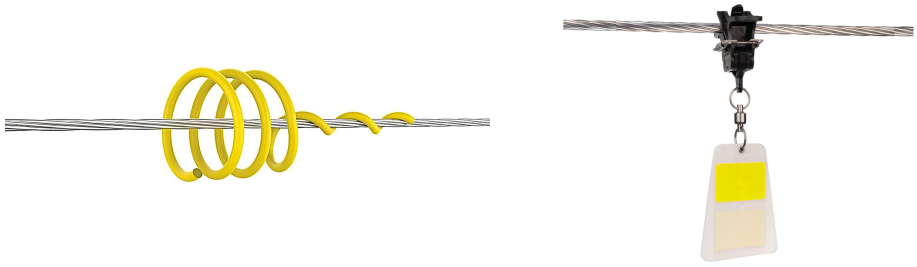
2.3.9 Dispositivos de Proteção à Avifauna

As linhas elétricas aéreas apresentam impactos significativos à Avifauna, que comprometem a biodiversidade e a preservação de determinadas espécies. Este cenário exige a implementação de medidas eficazes de mitigação, as quais passam por identificar as áreas mais críticas, classificando o nível de ameaça das infraestruturas com base em levantamentos de ocorrências negativas relacionadas com a geografia e a tipologia das linhas.

De acordo com o Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas (ICNF), as interações diretas entre as aves e as linhas aéreas podem incluir colisões, eletrocussões e a utilização dos apoios como suporte para pouso ou nidificação. Estas interações resultam em ferimentos graves ou mortalidade das aves e podem, também, causar falhas operacionais nas redes elétricas.

Para mitigar os impactos, são utilizados dispositivos de proteção específicos, classificados em três categorias principais, nomeadamente, dispositivos de sinalização, dispositivos anti-nidificação e anti-pousio e, por último, dispositivos de nidificação controlada.

A instalação de dispositivos de sinalização, como os *Bird Flight Diverter Bird Flight Diverters* (BFD) e os *Firefly Bird Flappers (FBF)*, permitem reduzir as ocorrências de colisão entre as aves e as infraestruturas. Os BFD's, conforme ilustrado na Figura 2.21A, ajustam-se ao cabo de guarda por enrolamento, integrando numa das extremidades um anel de maior diâmetro que sobressai no seu perfil, aumentando significativamente a visibilidade do cabo para as aves sem comprometer a área exposta ao vento. Os BFD's podem ser simples ou duplos, sendo instalados em intervalos de 15 ou 60 metros, dependendo da sua respetiva configuração [7].Os FBF's, conforme ilustrado na Figura 2.21B, são dispositivos modernos que incorporam fitas rotativas e materiais luminescentes, sendo eficazes tanto durante o dia como durante a noite, devido à sua capacidade de absorver e emitir luz.



(A) *Bird Flight Diverter* [20]. (B) *Firefly Bird Flappers* [21].

FIGURA 2.21: Dispositivos de sinalização à Avifauna.

Para prevenir eletrocussões causadas pelo pouso ou pela construção de ninhos, recorre-se a dispositivos como:

- Dispositivos dissuasores de nidificação, incluindo estruturas em forma de seta simétrica ou assimétrica, guarda-chuvas e turbinas.
- Chapas protetoras instaladas em apoios de média e alta tensão.
- Coberturas de Policloreto de Vinilo (PVC) nos cabos próximos às armações.
- Filaças, que evitam o contacto entre as aves e os materiais condutores.
- Plataformas de nidificação controlada, destinadas a espécies protegidas, como as cegonhas-brancas, mitigando conflitos entre a preservação ambiental e a operação das linhas elétricas aéreas.

2.3.10 Conjuntos Sinaléticos

Em conformidade com o RSLEAT[13], é imprescindível garantir a sinalização adequada nos apoios das linhas elétricas aéreas, com o objetivo de alertar os perigos associados e garantir a correta identificação da infraestrutura. A sinalização deve ser colocada em locais visíveis, seguindo das normas portuguesas NP 608[14] e NP 609[15], contendo as seguintes informações obrigatórias [22]:

- Placas de Aviso de "Perigo de Morte": devem ser instaladas a 4 metros do solo, com a face voltada para caminhos ou estradas adjacentes, alertando para os riscos de eletrocussão.
- Numeração dos Apoios: deve ser inscrita para que seja visível a partir de caminhos ou estradas próximas.
- Nome da Linha: afixado numa das faces, ou em ambas, dependendo da tipologia da linha, no respetivo apoio.
- Empresa Responsável pela Linha: identificação da entidade gestora da linha aérea.
- Contacto de Emergência: número para comunicação de avarias ou emergências.

Estas sinalizações devem ser adaptadas às especificidades dos apoios, podendo variar consoante o tipo de estrutura, metálica ou betão, ou quanto à tipologia da linha, simples ou dupla [23].

Nos apoios em betão armado a identificação da linha e o número do apoio são pintados na face plana mais visível, para assegurar a fácil leitura das informações por observadores no solo.

Nos apoios metálicos, nomeadamente nas linhas simples, os conjuntos sinaléticos devem ser colocados a 4 metros do solo, na face lateral direita de quem observa a linha no sentido da numeração crescente dos apoios. Caso exista uma via de acesso junto à face esquerda do apoio, é permitido que a sinalização seja montada nesse lado. Enquanto que, nas linhas duplas, a sinalização deve ser afixada nas faces laterais correspondentes a cada linha, de modo a garantir a clareza e a distinção entre as infraestruturas ambos os circuitos. Complementarmente, todos os desenhos técnicos relacionados com os conjuntos sinaléticos estão disponíveis no catálogo complementar de desenhos técnicos da E-Redes e REN, servindo de guia para a implementação rigorosa das normas aplicáveis.

[13] Artigo 55.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro [12].
[14] Sinalização de segurança, Símbolos de tensão elétrica perigosa.
[15] Sinalização de segurança, Sinais de tensão elétrica perigosa.

2.4 Fases do Projeto de Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição

A realização de um projeto de linhas elétricas aéreas depende de uma análise técnico-económica, que considera não apenas a viabilidade financeira, mas também os aspetos técnicos, ambientais, de segurança e regulatórios, essenciais para o sucesso do empreendimento. Para assegurar a concretização bem-sucedida do projeto, é imprescindível considerar as seguintes etapas.

2.4.1 Estudo-Prévio

A fase de Estudo-Prévio tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica e económica do projeto de uma linha elétrica aérea, identificando nesta etapa, os requisitos técnicos iniciais da linha, incluindo a capacidade de transporte de energia, as tensões e correntes de curto-circuito e os tipos de cabos e apoios previstos.

A construção de novas linhas elétricas aéreas é um componente essencial no desenvolvimento e expansão da rede elétrica, sendo necessária por diversos motivos, incluindo:

- Necessidade de ligações de novos clientes à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP);
- Requalificação e modernização das infraestruturas existentes;
- Interligação de linhas elétricas existentes;
- *Upgrading*[16] ou *uprating*[17] do traçado de linhas existentes [24];
- Imposições dos agentes reguladores;
- Modificação de traçados das linhas em funcionamento;
- Injeção da produção das centrais de energia renovável na RESP.

É imperativo garantir que, nesta fase, o projeto em análise satisfaça os requisitos técnicos e operacionais da rede elétrica, contribuindo para o seu desenvolvimento de forma eficiente, sustentado por um estudo de viabilidade técnico-económica rigoroso e fundamentado.

2.4.2 Estudo

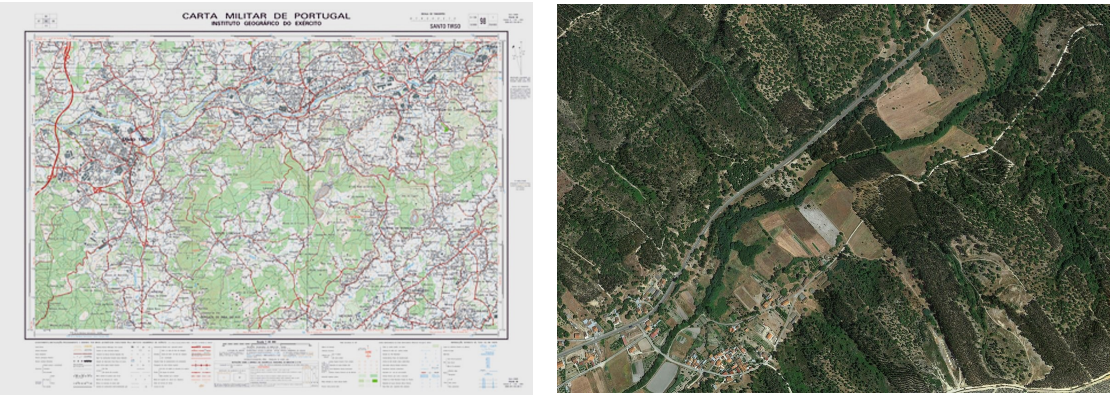
O Estudo estabelece as diretrizes iniciais para o projeto de uma linha elétrica aérea, considerando custos, segurança e impacto ambiental. Nesta fase, são realizados levantamentos da área de intervenção, com análise dos aspetos técnicos, ambientais e urbanísticos que influenciam o traçado, identificando as condicionantes existentes e selecionando alternativas que minimizem os impactos ambientais e maximizem a eficiência e viabilidade do projeto, em conformidade com o RSLEAT e a EN 50341.

As principais atividades deste estudo incluem:

- **Análise das Condicionantes Ambientais e Urbanísticas**: São avaliados os fatores naturais e artificiais que podem condicionar o traçado, como relevo, proximidade a autoestradas, estradas municipais, linhas ferroviárias, cursos de água e zonas protegidas. Identificam-se também obstáculos como edificações, vegetação densa e habitats de espécies protegidas.

[16] Aumento da capacidade de transporte de energia elétrica da linha através da subida do seu nível de tensão.
[17] Aumento da capacidade de transporte de energia elétrica da linha sem subir o seu nível de tensão.

- **Definição de Corredores e Traçados Alternativos**: Os corredores são delineados com uma largura média de 400 metros, permitindo o estudo de rotas alternativas para o traçado da linha. O planeamento dos corredores visa evitar áreas proibidas, como escolas, centros desportivos, locais de culto, áreas militares, aeroportos, zonas de armazenamento de combustíveis e explosivos [18], bem como infraestruturas sensíveis [25][19].
- **Levantamento Aerofotogramétrico e Criação de Ortofotomapas**: As cartas militares, conforme ilustrado na Figura 2.22A, bem como das tecnologias de aerofotogrametria para a geração de ortofotomapas, como exemplificado na Figura 2.22B, permitem uma análise detalhada do terreno e auxiliam na deteção de condicionantes.



(A) Carta Militar [26].

(B) Ortofomapa.

FIGURA 2.22: Carta militar e ortofotomapa utilizados para o levantamento aerofotogramétrico e análise detalhada do terreno à escala 1:25000.

- **Vistorias de Campo**: As vistorias *in loco* permitem detetar detalhes não visíveis em imagens aéreas ou nos mapas, proporcionando uma compreensão mais precisa do ambiente envolvente e identificando questões topográficas específicas que podem afetar o traçado, como presença de minas, linhas de água e outros obstáculos.

Após o levantamento e a análise das alternativas, procede-se à avaliação para selecionar o traçado mais viável, preferencialmente retilíneo, com ângulos pouco acentuados e com o menor número de apoios. A escolha do traçado considera a redução de custos, a minimização dos impactos ambientais e o cumprimento das exigências regulamentares.

2.4.3 Levantamento Topográfico

O Levantamento Topográfico permite identificar as características do terreno e definir a localização das infraestruturas do projeto, enquanto o levantamento fotográfico, com base no Estudo Prévio, incide no mapeamento e registo das informações tridimensionais do corredor aprovado, numa faixa média de 400 metros de largura.

- **Caracterização do Terreno**: Medição do relevo, registando contornos, altimetria[20] e planimetria[21]. Este procedimento inclui a identificação de elementos naturais, como árvores, rochas grandes e cursos de água, bem como estruturas artificiais, como edifícios, vias de comunicação, outras linhas aéreas e construções adicionais.

[18] Artigos 5º, 6º e 7º do Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro [12].
[19] Artigo 3.º, Decreto-Lei n.º 11/2018, de 15 de fevereiro.
[20] Medição de altitudes.
[21] Representação em plano de espaços, como edifícios, máquinas ou objetos.

- **Uso de *Drones*, *Light Detection and Ranging (LIDAR)* e Tecnologias de Posicionamento**: São utilizados *drones* equipados com sensores *LIDAR* e sistemas Global Positioning System (GPS) de alta precisão para aerofotogrametria. O *LIDAR* regista pontos tridimensionais do terreno, conforme representado nas Figuras 3.8, 3.9 e 3.10, realizando a categorização automática e permitindo a elaboração de plantas topográficas e ortofotomapas[22]. As plantas topográficas são produzidas à escala 1:20000 para linhas BT/AT e 1:25000 para linhas MAT, enquanto os ortofotomapas são realizados à escala 1:10000.
- **Produção da Planta Parcelar e do Perfil Longitudinal**: Com os dados obtidos pelo levantamento topográfico e fotogramétrico, é gerada a planta parcelar e o perfil longitudinal do terreno, integrando os elementos que condicionam o traçado da linha, como edificações, vegetação alta e infraestruturas existentes. Esta etapa pode ser realizada diretamente num software como o PLS-CADD, dispensando softwares de desenho adicionais.
- **Piquetagem**: Marcação física do terreno, através de estacas ou outras demarcações, para indicar a localização dos apoios e o alinhamento da linha.

2.4.4 Análise das Condicionantes

Após a realização do Projeto Prévio, em complemento com o Estudo e o Levantamento Topográfico, procede-se à análise das condicionantes junto das entidades representativas dos poderes locais e regionais, bem como das Organizações Não Governamentais (ONG's) com interesse no projeto. Estes pareceres visam identificar todas as restrições que possam condicionar o traçado da linha antes da definição do traçado final e da elaboração do Projeto de Licenciamento. Este processo ocorre tanto durante o Projeto Prévio como no Projeto de Licenciamento, antes da submissão à DGEG.

As informações coletadas durante as consultas abrangem, entre outros temas relevantes [27]:

- Servidões Aeronáuticas e Radioelétricas;
- Servidões Rodoviárias e outras infraestruturas de transporte;
- Imóveis de interesse público e património arqueológico;
- Áreas urbanas, incluindo zonas habitacionais, industriais e de expansão previstas nos Planos Diretores Municipais (PDM);
- Áreas verdes, assim como espaços desportivos e cemitérios;
- Servidões de lixeiras, aterros sanitários e áreas de proteção de recursos naturais;
- Áreas da Reserva Agrícola Nacional e Reserva Ecológica Nacional, bem como áreas agrícolas complementares;
- Zonas florestais e de silvo-pastorícia[23], incluindo Espécies Arborícolas e Florestais Protegidas como montado de sobro, azinheiras e oliveiras, com espécies arbóreas protegidas;
- Recursos hídricos e zonas de exploração mineira de superfície, como pedreiras e areeiros.

A definição do traçado de uma linha elétrica aérea exige um diálogo contínuo com diversas entidades competentes, de forma a identificar e mitigar as condicionantes existentes. A Tabela 2.1 apresenta uma síntese das principais entidades a consultar, bem como as condicionantes associadas, cuja consideração é imprescindível para o desenvolvimento e sucesso do projeto.

[22] Imagem aérea corrigida para escala real, adequada a medições precisas do terreno.
[23] Área complementar da floresta, que combina gado, árvores e pastagem.

TABELA 2.1: Principais Entidades a consultar e condicionantes associadas.

Entidades a Consultar	Condicionantes Associadas
ANAC	Proximidade Aeródromos
GNR-SEPNA	Proteção de áreas sensíveis
APA/ARH	Rios e Albufeiras
CCDR	Zonas Reserva Ecológica Nacional
Câmaras Municipais	Áreas Urbanas e PDM
DGADR	Zonas Reserva Agrícola Nacional
ICNF	Sítios/Zonas Protegidas
DGPC	Sítios/Zonas Protegidas
I.P., S.A.	Vias Ferroviárias e Rodoviárias
ANACOM	Proximidade de Antenas de Rádio e Comunicação

Após a receção de todas as respostas aos pedidos de parecer, procede-se à definição do traçado final, detalhada na secção seguinte.

2.4.5 Definição do Traçado Final

Após a análise das condicionantes e receção dos pareceres emitidos pelas entidades competentes, procede-se à atualização do traçado da linha, incorporando as restrições e recomendações identificadas. O traçado final integra as coordenadas precisas dos vértices, ajusta a localização e define as características, altura e tipologia dos apoios em função das propriedades mecânicas dos apoios e cabos, visando sempre reduzir custos e minimizar impactos ambientais.

Em conformidade com o RSLEAT e com as alturas recomendadas pela E-Redes e pela REN, apresentadas na secção 3.2.10, assegura-se o cumprimento das distâncias mínimas de segurança, incluindo o afastamento de infraestruturas sensíveis. Para garantir rigor e conformidade técnica, recorre-se a software especializado de apoio ao projeto de linhas aéreas, destacando-se o *Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting* (PLS-CADD), que integra simultaneamente parâmetros elétricos e mecânicos.

Por fim, após a implementação das alterações decorrentes dos pareceres, procede-se a uma nova consulta junto das entidades relevantes, de forma a confirmar a ausência de novas condicionantes e obter os pareceres de não objeção necessários à aprovação do traçado final.

2.4.6 Elaboração do Projeto Licenciamento

A elaboração do projeto de licenciamento formaliza os cálculos e as especificações necessárias à aprovação regulamentar, permitindo o avanço para a fase de construção, e inclui a justificação técnica e legal do projeto em conformidade com as normas e regulamentações aplicáveis, nomeadamente o RSLEAT e a norma EN 50341.

Numa primeira fase de projeto, são realizados os cálculos elétricos que permitem definir os parâmetros fundamentais da linha, incluindo a tensão nominal, capacidade de corrente dos cabos e a resistência elétrica face à exposição linear dos condutores a diferentes temperaturas. Estes cálculos indicam a análise do comportamento do cabo durante a sua operação, permitindo o calculo das quedas de tensão e perdas elétricas.

Após a definição dos parâmetros elétricos, procede-se ao cálculo mecânico da linha, de forma a garantir a estabilidade das infraestruturas que suportam a mesma. Nesta etapa, é calculada

a tensão de montagem e as flechas de regulação dos cabos, considerando as características físicas dos condutores, nomeadamente a carga de rutura, módulo de elasticidade e coeficiente de dilatação linear. Este cálculo garante a resistência dos cabos e a estabilidade dos apoios face às condições climáticas e cargas previstas, a localização e a tipologia de cada apoio necessário ao longo do traçado.

Concluídos os cálculos elétricos e mecânicos, procede-se à análise final de viabilidade económica do projeto, tendo em conta as perdas elétricas e as quedas de tensão ao longo da vida útil da linha, bem como a estimativa orçamental para a sua construção, operação e manutenção preventiva, no decorrer da sua vida útil, incluindo o cálculo do *Total Cost of Ownership* (TCO).

A fase do projeto de licenciamento termina com a elaboração de uma memória descritiva e justificativa, que sintetiza todos os dados e decisões do projeto, em conformidade com a elaboração de peças desenhadas, por exemplo, no software *AutoCAD*, representando o perfil da linha e a localização dos apoios. Estes documentos constituem os anexos técnicos que acompanham o processo de licenciamento, fornecendo às entidades reguladoras uma visão completa e fundamentada do projeto.

Concluída a fase de elaboração do projeto, procede-se à sua submissão ao processo de licenciamento junto da DGEG, que por sua vez, procede à divulgação das informações pertinentes às entidades competentes referidas na secção 2.4.4. Após a emissão de pareceres favoráveis por parte dessas entidades, a DGEG emite a respetiva licença de estabelecimento, autorizando a construção da linha.

2.4.7 Indemnização de proprietários

Durante o período compreendido entre o projeto prévio e a construção, é fundamental estabelecer comunicação com os proprietários dos terrenos afetados, informando-os sobre a intenção de passagem pela sua propriedade e sobre as necessidades específicas que possam surgir, como o corte de árvores ou a constituição de uma faixa de servidão [24] e medidas de segurança, conforme estipulado pela legislação portuguesa, garantindo a operação segura e contínua da linha ao longo de toda a sua vida útil.

O processo de contacto com os proprietários é realizado por um avaliador/negociador, cuja função é negociar com os proprietários sobre a instalação dos apoios e a passagem dos condutores, garantindo a obtenção das autorizações necessárias. Em muitos casos, para garantir o cumprimento das distâncias mínimas de segurança e assegurar a integridade da faixa de proteção, é necessário proceder ao corte de vegetação e árvores que possam interferir com a infraestrutura. Assim sendo, este avaliador, além de obter as autorizações, é responsável por identificar e quantificar os prejuízos que a instalação da linha poderá causar aos proprietários, tanto pela perda de uso pleno do terreno quanto por eventuais desvalorizações da propriedade.

Através da análise dos prejuízos, procede-se à indemnização aos proprietários pelos inconvenientes e limitações resultantes da presença da linha elétrica durante o período da sua vida útil.

2.4.8 Projeto de Execução

Concluída a licença de estabelecimento, a fase seguinte é a elaboração do Projeto de Execução, que concretiza a solução aprovada e complementa o Projeto de Licenciamento com o detalhe técnico, processual e legal necessário à construção, servindo de base ao concurso da empreitada e à execução da obra.

[24] Área reservada para a manutenção das distâncias regulamentares de segurança

O Projeto de Execução define todos os componentes e metodologias construtivas através de peças escritas e desenhadas, destacando-se no primeiro caso o Caderno de Encargos, que estabelece as condições técnicas e legais da obra, e no segundo os desenhos de pormenor de todos os elementos da linha elétrica, constituindo em conjunto a documentação que assegura a correta interpretação do projeto pelo empreiteiro e pela fiscalização, garantindo a execução dos trabalhos em conformidade com as especificações aplicáveis.

2.4.9 Construção

A fase de construção é iniciada após a adjudicação da empreitada, na qual são definidos o cronograma detalhado e os responsáveis pela execução das atividades. Simultaneamente, procede-se à elaboração de um Plano de Segurança e Saúde (PSS) específico para a obra, que identifica os riscos inerentes às características da construção e estabelece medidas preventivas destinadas a garantir a segurança dos trabalhadores e a proteção ambiental.

- **Constituição do Estaleiro de Obra**: Após a implementação do PSS, procede-se à constituição do estaleiro de obra[25], que funciona como base logística de apoio, facilitando a organização das atividades e assegurando a acessibilidade aos recursos necessários;
- **Abertura de Acessos e Preparação dos Apoios**: A abertura de acessos aos locais de implementação dos apoios é efetuada de acordo com um plano previamente definido, visando garantir a movimentação segura de materiais e equipas. Este plano de acessos é adaptado às condições topográficas e ambientais da área, minimizando o impacto ambiental;
- **Construção das Fundações**: Esta etapa compreende a escavação das valas e sapatas para alojamento dos suportes dos apoios e das bases de betão, seguida da betonagem, utilizando o tipo de betão especificado na memória descritiva;
- **Colocação dos Apoios e Armações Metálicas**: Esta etapa inclui o posicionamento dos postes nas fundações previamente preparadas, seguido da ligação à terra, conectando os postes aos sistemas de aterramento para prevenção de descargas atmosféricas;
- **Desenrolamento e Regulação de Cabos**: Este processo requer precisão para garantir que os cabos estejam devidamente tensionados, procedendo-se à medição da flecha e ao ajuste da curvatura de acordo com os parâmetros projetados. Seguidamente, os cabos são fixados nos isoladores ou nas cadeias de isoladores e, para assegurar o funcionamento correto e a durabilidade da linha, são instalados acessórios, como amortecedores de vibração, BFD e elementos de balização.

Durante a fase de construção, procede-se simultaneamente simultaneamente à negociação com os proprietários das parcelas afetadas, com vista à avaliação e compensação de eventuais prejuízos decorrentes das obras.

A conclusão desta fase envolve ainda a realização de ensaios e testes específicos, destinados a verificar a integridade das conexões elétricas e a estabilidade estrutural da linha. Após a validação de todos os resultados, procede-se a uma vistoria final, realizada pelas autoridades competentes, com o objetivo de assegurar o cumprimento integral dos requisitos técnicos e legais, permitindo, assim, o comissionamento da linha.

[25] Espaço destinado ao armazenamento de materiais, equipamentos e maquinaria.

2.4.10 Projeto Retificativo

O Projeto Retificativo tem como objetivo assegurar que o projeto final esteja em conformidade com as alterações registadas durante a fase de construção. Esta etapa é documentada através do Projeto *"As-Built"*, que contempla a posição definitiva dos apoios, ajustes de altimetria e rotação, tração aplicada, integração de novas interferências e atualização das restantes previamente identificadas, acompanhada de mapas de utilização de materiais, comparação entre o projeto executado e o projeto de execução, e emissão de parecer técnico relativo ao cumprimento das normas e regulamentações em vigor.

Embora possa acarretar custos adicionais e prolongamento dos prazos, esta etapa contribui para a otimização do projeto final, assegurando que a construção se encontra em conformidade com o projeto de licenciamento atualizado, incluindo a memória descritiva, a documentação justificativa e os respetivos anexos.

2.5 Aspetos Regulamentares e Técnicos do Projeto de Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição

O projeto de linhas aéreas de transporte e distribuição de energia elétrica é orientado por um conjunto abrangente de diplomas legislativos, regulamentos, normas e documentos técnicos, concebidos para assegurar a segurança, a eficiência e a compatibilidade ambiental dessas infraestruturas. A sua conceção e implementação exigem uma abordagem integrada, que considere simultaneamente os requisitos legais e normativos, nacionais e internacionais, bem como as soluções técnicas que garantem a estabilidade estrutural e a segurança elétrica.

2.5.1 Regulamentações Aplicáveis

A implementação desta abordagem assenta num quadro diversificado de diplomas legais, regulamentares e normativos, destacando-se os seguintes documentos que constituem pilares fundamentais para o desenvolvimento de projetos de linhas elétricas em Portugal:

- Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro;
  Diploma que estabelece o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão, que se destina a fixar as condições técnicas a que devem obedecer o estabelecimento e a exploração das instalações elétricas, com vista à proteção de pessoas e bens e à salvaguarda dos interesses coletivos. Aplica-se às linhas elétricas de alta tensão, aéreas ou subterrâneas e às linhas de telecomunicação associadas à exploração das linhas elétricas de alta tensão e estabelecidas nos mesmos apoios.

- EN 50341 - (*Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV*);
  Norma europeia que estabelece os requisitos técnicos aplicáveis ao projeto, construção e exploração de linhas aéreas aéreas, com vista a garantir a segurança elétrica, a integridade estrutural das infraestruturas e a compatibilidade ambiental. Aplica-se a linhas aéreas de alta tensão que excedam 1 kV em corrente alternada, abrangendo também aspetos relacionados com a proteção de pessoas, bens e o meio ambiente, em conformidade com os padrões europeus normalizados.

- Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
  Estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à organização dos mercados no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN), integrando aspetos de natureza regulamentar. O seu

objetivo consiste em regulamentar a operação integrada do SEN, assegurando a estabilidade do fornecimento, promovendo a eficiência energética e protegendo os interesses dos consumidores, em conformidade com os objetivos de desenvolvimento sustentável e de segurança energética.

- Decreto-Lei n.º 11/2018, de 15 de fevereiro;
  Define os critérios e regulamentações para a minimização e monitorização da exposição da população aos Campos Eletromagnéticos (CEM), com impacto no planeamento e construção de linhas elétricas. O objetivo principal é garantir que as infraestruturas elétricas sejam projetadas e implementadas de forma a proteger a saúde pública, cumprindo os limites e as exigências relacionadas com a exposição a CEM. Este Decreto-Lei visa assegurar a conformidade com as normas de segurança, alinhando-se aos padrões nacionais e internacionais sobre os efeitos dos campos eletromagnéticos na população e no ambiente.

- Circular de Informação Aeronáutica (CIA) 10/03 da Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC);
  Estabelece orientações técnicas sobre as medidas de segurança a observar no caso de interferências entre linhas elétricas de alta tensão e as operações de navegação aérea. Define requisitos específicos para a sinalização e proteção de infraestruturas elétricas com potencial impacto na segurança da aviação, contribuindo para a mitigação de riscos e a salvaguarda da aviação civil.

- Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho;
  Estabelece os requisitos técnicos para o planeamento, projeto, construção e exploração das infraestruturas da RNT. Define os critérios de dimensionamento térmico dos condutores, nomeadamente a utilização do método de Kuipers-Brown para a determinação da corrente máxima admissível em linhas aéreas, tendo em conta as condições ambientais. Inclui ainda um mapa de isotérmico com as temperaturas máximas de referência para a época de Verão, a considerar no dimensionamento das linhas da RNT.

- Portaria n.º 1421/2004, de 23 de novembro;
  Estabelece os níveis de referência e as restrições básicas relativas à exposição da população a campos eletromagnéticos no intervalo entre 0 Hz e 300 GHz, fixando os limites quantitativos, designadamente 5 kV/m para o campo elétrico e 100 µT para o campo magnético, que servem de base às análises de conformidade das infraestruturas.

- Planos Diretores Municipais (PDM);
  Instrumentos de gestão territorial de âmbito municipal, de carácter obrigatório, que regulam o regime de utilização do solo e definem as zonas onde a construção de novas infraestruturas é permitida, condicionada ou proibida, constituindo um fator determinante no planeamento do traçado.

- EN 1993 (Eurocode 3) – *Design of Steel Structures*;
  Norma europeia que especifica os requisitos técnicos para o cálculo, dimensionamento e verificação das estruturas metálicas, incluindo as utilizadas como apoios em linhas aéreas de transporte e distribuição de energia. Visa garantir a estabilidade estrutural, a resistência mecânica e a segurança durante a vida útil da infraestrutura, em conformidade com as melhores práticas e padrões europeus.

- EN 50182 – *Conductors for Overhead Lines*;
  Norma que define as características físicas, mecânicas e elétricas dos condutores nus destinados a linhas aéreas de energia elétrica, estabelecendo critérios para a seleção, ensaio e

aplicação dos cabos. Constitui a referência principal para assegurar a conformidade técnica e a fiabilidade dos condutores nas condições operacionais previstas.

- Regime Jurídico da Reserva Ecológica Nacional (REN) e da Reserva Agrícola Nacional (RAN);
  Diplomas legais que impõem fortes restrições à construção em áreas de elevada sensibilidade ecológica ou de aptidão agrícola, representando um dos principais constrangimentos ambientais na definição e otimização do traçado das linhas.
- Regime Jurídico da Avaliação de Impacte Ambiental (AIA);
  Decreto-Lei que regula a obrigatoriedade da avaliação dos impactes ambientais em projetos de grande envergadura, como as linhas de muito alta tensão, integrando o processo de consulta pública e a emissão da Declaração de Impacte Ambiental (DIA).
- Especificações Técnicas da E-Redes;
  Compila um conjunto de especificações técnicas destinadas a regulamentar o uso e manutenção de dispositivos e acessórios associados às linhas elétricas, com o objetivo de garantir a segurança, a eficiência operacional e a proteção ambiental. Entre as especificações destacam-se:
  - DRE-C10-001/N
    Guia de coordenação de isolamento para instalações elétricas, estabelecendo as regras de execução e montagem de acordo com as boas práticas de engenharia.
  - DPE-C11-401/N
    Define os critérios para o dimensionamento, construção e manutenção de linhas elétricas, assegurando o cumprimento das normas técnicas e regulamentares aplicáveis, com foco na fiabilidade e segurança das infraestruturas.
  - DMA-C21-210/N;
    Especifica os requisitos técnicos e dimensionais dos postes de betão armado para aplicação em linhas aéreas de média e alta tensão, visando garantir a sua resistência estrutural e durabilidade face às condições de exploração.
  - DMA-C66-402/N;
    Regulamenta a instalação e o uso de dispositivos para proteção da avifauna, com o objetivo de minimizar os impactos das linhas elétricas sobre espécies de aves, promovendo a sustentabilidade e a preservação ambiental.
  - DMA-C66-901/6;
    Estabelece os requisitos técnicos para os acessórios utilizados em cadeias de isoladores e na fixação de cabos de guarda, assegurando a integridade estrutural e a fiabilidade das linhas elétricas em diversas condições operacionais.
  - DMA-C66-916/N;
    Determina as especificações relativas às luzes de obstáculos de baixa intensidade para balizagem noturna de apoios, com o propósito de garantir a visibilidade das estruturas durante a noite, em conformidade com os requisitos de segurança da aviação.
  - DMA-C67-605/N;
    Estabelece as características técnicas, os desenhos técnicos e os critérios de ensaio para as armações de aço destinadas a postes de betão de AT, assegurando a sua resistência aos esforços mecânicos previstos no projeto.

  - DMA-C67-620;
    Define as características técnicas, os desenhos técnicos e os ensaios aplicáveis às armações de aço utilizadas em postes de betão de MT, garantindo a sua compatibilidade mecânica e funcionalidade no contexto dos projetos.

- Especificações Técnicas da REN;
  Conjunto de documentos técnicos de carácter interno, emitidos pela REN, que estabelecem os requisitos e metodologias obrigatórias para o projeto, construção e exploração das infraestruturas da rede de transporte.

- Características Técnicas dos Isoladores;

  - IEC 60120 - *"Insulated Cables for Electric Power Systems – General Specifications for Power Cables"*;
    Define os requisitos gerais para cabos de potência isolados em sistemas elétricos, incluindo especificações de construção, materiais de isolamento e testes de resistência elétrica e mecânica.

  - IEC 60305 - *"Insulators for Overhead Lines – Ceramic and Glass Insulators for Use in High-Voltage Lines – Part 1: Definitions, Design, Testing and Performance"*;
    Estabelece os requisitos para isoladores cerâmicos e de vidro em linhas de alta tensão, incluindo critérios de projeto, ensaios e desempenho em condições de operação, resistência a descargas atmosféricas e tração mecânica.

  - IEC 60383-1 - *"Insulators for Overhead Lines – Disc Insulators for Alternating Current – Part 1: Definitions, Design and Testing"*;
    Define os requisitos para isoladores tipo disco em linhas de corrente alternada, incluindo especificações de projeto, resistência mecânica e dielétrica, e métodos de ensaio para garantir durabilidade e desempenho.

- Normas Portuguesas;

  - NP 608 - Sinalização de segurança, Símbolos de tensão elétrica perigosa;
    Estabelece os requisitos para os símbolos de sinalização de segurança associados a tensões elétricas perigosas, incluindo especificações de design, cores e dimensões, visando a prevenção de riscos elétricos.

  - NP 609 - Sinalização de segurança, Sinais de tensão elétrica perigosa;
    Define as características e os critérios para a utilização de sinais de segurança que indicam a presença de tensão elétrica perigosa, assegurando a sua visibilidade e eficácia na proteção contra riscos elétricos.

2.5.2 Aspetos Técnicos

O desenvolvimento e a implementação de linhas elétricas aéreas envolvem uma série de aspetos técnicos que devem ser cuidadosamente planeados e executados para garantir a segurança, a eficiência e a fiabilidade do sistema elétrico. A correta compreensão e aplicação das normas e conceitos técnicos são essenciais para assegurar que as linhas aéreas operem dentro dos parâmetros de segurança exigidos, minimizando riscos para pessoas, bens e o meio ambiente.

As linhas elétricas aéreas constituem infraestruturas projetadas para o transporte e distribuição de energia elétrica, apresentando variações em termos de nível de tensão e do tipo de corrente elétrica transportada. Estas linhas podem operar em Corrente Contínua (CC) ou Corrente Alternada (CA), sendo que, no regime de CA, a frequência da corrente é geralmente de 50

Hz ou 60 Hz, dependendo da região geográfica. Em Portugal, o SEE opera em CA com uma frequência normalizada de 50 Hz, abrangendo diferentes escalões de tensão, nomeadamente Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT) [28][26], conforme representado na Tabela 2.2.

TABELA 2.2: Classificação dos níveis de tensão nas linhas elétricas aéreas.

Nível de Tensão	Faixa de Tensão
Baixa Tensão (BT)	$U_n \leq 1\,\mathrm{kV}$
Média Tensão (MT)	$1\,\mathrm{kV} < U_n \leq 45\,\mathrm{kV}$
Alta Tensão (AT)	$45\,\mathrm{kV} < U_n \leq 110\,\mathrm{kV}$
Muito Alta Tensão (MAT)	$U_n > 110\,\mathrm{kV}$

2.5.2.1 Tipologia das linhas

As linhas elétricas aéreas podem ser classificadas com base na configuração dos seus circuitos e condutores:

- **Linhas Simples e Duplas:**
  - Linhas simples: constituem um terno, correspondente a um único circuito trifásico;
  - Linhas duplas: constituem dois ternos, podendo operar como um único circuito ou como dois circuitos independentes, ambos trifásicos.
- **Condutores por Feixe:**
  - Feixe Simples (Não Geminada): Configuração típica para linhas de média e baixa tensão, que utiliza um único condutor por feixe;
  - Feixe Duplo, Triplo ou Quádruplo (Geminada): Constitui dois, três ou quatro condutores por feixe, respetivamente, mantidos a uma distância constante através de espaçadores.

2.5.2.2 Classificação quanto ao Comprimento e Modelo de Análise Elétrica

A complexidade do modelo matemático para análise de uma linha depende fundamentalmente do seu comprimento, pois este dita a relevância dos parâmetros distribuídos da linha [29].

- Linha Curta (até 80 km): Este modelo sustenta os cálculos para a maioria das linhas atualmente projetadas em Portugal, devido à crescente densificação da rede e à ampla distribuição de subestações, o que facilita a exploração, as manobras operacionais e as respetivas ligações.
- Linha Média (entre 80 km e 250 km): Nestas distâncias, o efeito capacitivo já não é negligenciável, sendo que a linha é modelada com os seus parâmetros considerados concentrados em pontos específicos. Os modelos mais comuns são o Modelo Nominal π, onde metade da admitância total é colocada em cada extremo da linha, e o "Modelo Nominal-T", que concentra a admitância no ponto médio da impedância série.
- Linha Longa (superior a 250 km): Para grandes extensões, os parâmetros devem ser considerados uniformemente distribuídos ao longo de todo o comprimento. A sua análise

[26] Artigo 3.º, Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro

requer um modelo matemático mais complexo, baseado em equações diferenciais, que utiliza conceitos como a impedância característica e a constante de propagação da linha.

2.5.2.3 Definições no âmbito do projeto de linhas aéreas

O traçado e a disposição geométrica das linhas aéreas são determinantes no projeto, entre os principais conceitos geométricos e estruturais, destacam-se:

- Vão Topográfico: Distância horizontal real entre dois apoios consecutivos, considerando as irregularidades do terreno;
- Vão Equivalente: Representação simplificada do comportamento conjunto de múltiplos vãos, considerando variações de temperatura, cargas e topografia;
- Catenária: Representa a curva formada pelos cabos em função do peso e da tração, sendo descrita pela equação matemática da catenária. Este conceito é fundamental para o cálculo da flecha e das tensões nos cabos[27] [12];
- Vértice: Ponto de inflexão no alinhamento do traçado da linha, onde ocorre uma alteração angular de direção;
- Cantão: Segmento de linha compreendido entre dois vértices consecutivos, que define mudanças de direção no traçado, calculado através da equação (2.3) [13].

$$L_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} L_i^3}{\sum_{i=1}^{n} L_i}} \tag{2.3}$$

Onde L_e é o comprimento do segmento e L_i representa o comprimento dos segmentos individuais.

2.5.3 Projeto de Linhas Aéreas

O projeto de linhas aéreas de transporte e de distribuição de energia elétrica, requer a aplicação de critérios técnicos e regulamentares, designadamente os previstos no RSLEAT. Este processo abrange a definição do traçado, levantamento topográfico, posicionamento e dimensionamento dos apoios, seleção dos condutores e análise das condições ambientais e operacionais, assegurando a segurança, fiabilidade e conformidade das infraestruturas com as normas em vigor.

2.5.3.1 Definição do traçado da linha

O traçado deve cumprir os artigos 139.º a 143.º do RSLEAT, evitando zonas sensíveis[28] e minimizando impactos em áreas urbanas e turísticas. Recomenda-se a proximidade a vias de comunicação para facilitar a construção e manutenção. É obrigatória a elaboração de uma planta parcelar para identificar propriedades, cursos de água e infraestruturas relevantes [12].

2.5.3.2 Realização do levantamento topográfico

O levantamento deve identificar edificações, muros e infraestruturas preexistentes, garantindo conformidade com as distâncias mínimas definidas nos artigos 27.º a 30.º e 91.º a 97.º do RSLEAT, relativas ao solo, edificações e demais elementos [12].

[27] Artigo 4.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[28] Artigo 3.º, Decreto-Lei n.º 11/2018, de 15 de fevereiro.

2.5.3.3 Posicionamento e implantação dos apoios

A localização dos apoios é definida com base no perfil longitudinal do terreno, garantindo o cumprimento das distâncias regulamentares mínimas estabelecidas e uma distribuição uniforme, de modo a evitar variações excessivas no comprimento dos vãos, em conformidade com os artigos 91.º a 97.º do RSLEAT [12].

2.5.3.4 Tipologia e características dos apoios

Os apoios, metálicos ou de betão, devem ser dimensionados segundo os esforços mecânicos e as condições ambientais (vento e gelo), considerando ainda as características geotécnicas para garantir estabilidade, conforme os artigos 31.º a 33.º e 91.º a 97.º do RSLEAT [12].

2.5.3.5 Distâncias mínimas entre os cabos/condutores e apoios

O espaçamento entre cabos/condutores deve prevenir aproximações perigosas por oscilações de vento, respeitando as distâncias regulamentares ao solo e a outras estruturas, conforme os artigos 27.º a 33.º do RSLEAT [12].

2.5.3.6 Dimensionamento da secção dos condutores

A secção dos condutores deve atender às exigências de transporte e distribuição de energia, resistência mecânica e durabilidade, conforme as normas técnicas e limites de perdas energéticas.

2.5.3.7 Análise das características físicas e elétricas da linha

A análise deve calcular resistência, perdas Joule e queda de tensão, avaliando a eficiência energética e a viabilidade técnica.

2.5.3.8 Considerações sobre as condições atmosféricas

As condições atmosféricas (temperaturas extremas, ventos e gelo) devem ser integradas no dimensionamento estrutural e elétrico, garantindo a segurança e o desempenho adequado da linha, em conformidade com os artigos 10.º a 16.º do RSLEAT [12].

2.5.3.9 Sinalização e balizagem aeronáutica

De acordo com a Circular de Informação Aeronáutica (CIA) 10/03 e o RSLEAT, a balizagem diurna e noturna deve ser implementada nos apoios e condutores, utilizando esferas coloridas e luzes, para garantir a segurança de operações aéreas em conformidade com as normas internacionais estabelecidas pela *International Civil Aviation Organization* (ICAO) [19].

2.5.3.10 Fundações e estabilidade estrutural

As fundações devem ser dimensionadas conforme o artigo 73.º do RSLEAT, considerando a profundidade mínima de enterramento e as características do terreno, garantindo a estabilidade estrutural contra esforços verticais, longitudinais e transversais [12].

2.5.3.11 Sistemas de ligação à terra

O sistema de aterramento deve garantir a segurança elétrica, limitando tensões de toque e passo, em conformidade com os critérios técnicos do RSLEAT e da norma EN 50341 - *Overhead Electrical Lines Exceeding AC 1 kV* [12, 30].

Capítulo 3

Dimensionamento Elétrico e Mecânico das Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição

O correto dimensionamento das linhas aéreas de transporte e distribuição de energia elétrica garante a operacionalidade segura e contínua ao longo da sua vida útil, sendo efetuado com base numa análise integrada dos requisitos elétricos e mecânicos associados.

O dimensionamento elétrico tem como objetivo a determinação dos parâmetros característicos da linha em regime permanente, nomeadamente a resistência elétrica, a indutância, a capacitância, a impedância, as perdas por efeito Joule, bem como a queda de tensão. A correta definição destes parâmetros asseguram que a linha apresenta capacidade adequada para o transporte e distribuição da potência prevista, garantindo simultaneamente a eficiência energética e o cumprimento dos limites estabelecidos pelos normativos técnicos em vigor.

Por sua vez, o dimensionamento mecânico visa garantir a estabilidade estrutural da linha e o cumprimento dos requisitos regulamentares, conforme definido no Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas Aéreas de Alta Tensão (RSLEAT) [12]. Neste âmbito, os condutores, os cabos de guarda e as estruturas de suporte são dimensionados de forma a resistirem, sem ultrapassar os esforços máximos admissíveis, às solicitações mecânicas que ocorrem durante as fases de montagem, operação e sob condições ambientais adversas, tais como a ação do vento, variações térmicas e acumulação de gelo.

Neste contexto, o presente capítulo apresenta uma abordagem integrada ao dimensionamento elétrico e mecânico das linhas aéreas, cujos conteúdos estão organizados em duas secções neste capítulo, nomeadamente, a secção 3.1, que aborda o dimensionamento elétrico, e a secção 3.2, que aborda o dimensionamento mecânico.

3.1 Dimensionamento Elétrico

O dimensionamento elétrico das linhas aéreas permite determinar a sua capacidade de transporte de energia e avaliar as grandezas elétricas ao longo da linha, considerando as características físicas dos condutores, a configuração geométrica da linha e as condições de operação previstas, o que garante o desempenho técnico e a conformidade normativa da instalação.

Através desta análise determinam-se as características elétricas lineares da linha, que definem parâmetros essenciais ao desempenho, nomeadamente as perdas por efeito Joule, a queda de tensão e o comportamento do circuito em regime permanente.

3.1.1 Tensões Nominais em Uso no Sistema Elétrico Nacional

A tensão nominal corresponde ao valor eficaz da tensão entre fases para o qual a linha elétrica é projetada a operar de forma contínua em regime permanente, assumindo um papel determinante no dimensionamento da infraestrutura. Este parâmetro condiciona o nível de isolamento necessário, o espaçamento entre condutores, a tipologia e o número de isoladores, a configuração das armações, o tipo de apoios a instalar e a seleção do condutor a utilizar, sendo este último definido também em função da potência a transportar e da extensão da linha.

De forma geral, a adoção de níveis de tensão mais elevados permite reduzir a intensidade da corrente elétrica, o que se traduz numa menor secção dos condutores e numa diminuição dos esforços mecânicos aplicados sobre os apoios. Em Portugal, os níveis de tensão encontram-se normalizados, consoante as orientações técnicas das entidades gestoras da rede elétrica, nomeadamente a E-Redes, no caso da Rede Nacional de Distribuição (RND), e a REN, no âmbito da Rede Nacional de Transporte (RNT). De acordo com o *Manual de Ligações à Rede Elétrica de Serviço Público* da E-Redes, os níveis de tensão utilizados na distribuição são 10 kV, 15 kV, 30 kV e 60 kV, enquanto que, no âmbito da rede transporte de energia elétrica, a REN estabelece como tensões de referência os escalões de 150 kV, 220 kV e 400 kV, conforme sintetizado na Tabela 3.1 [9, 31].

Os limites máximos de tensão são definidos por norma e expressos pela designação U, U_o e U_m, em que U representa a tensão nominal entre fases (também chamada de tensão composta ou tensão eficaz entre fases), U_o é a tensão eficaz entre fase e terra (ou tensão simples), e U_m é a tensão máxima que o sistema pode suportar em condições normais de operação [32].

TABELA 3.1: Tensões nominais utilizadas em redes elétricas em Portugal [22].

Tensão nominal (U)	Designação (U_o/U)	Tensão máxima (U_m)
10 kV	6/10 kV	12 kV
15 kV	8,7/15 kV	17,5 kV
30 kV	18/30 kV	36 kV
60 kV	36/60 kV	72,5 kV
150 kV	87/150 kV	170 kV
220 kV	127/220 kV	245 kV
400 kV	230/400 kV	420 kV

A escolha do nível da tensão nominal considera função da linha no Sistema Elétrico de Energia (SEE), assegurando a sua integração técnica na rede e a otimização técnico-económica da infraestrutura.

3.1.2 Intensidade da Corrente de Serviço

A intensidade da corrente de serviço corresponde ao valor eficaz da intensidade de corrente que a linha transporta em regime permanente, sendo determinada em função da potência aparente, da tensão nominal e do fator de potência do circuito. Este parâmetro é fundamental para a seleção da secção adequada do condutor, de modo a não ultrapassar os limites térmicos admissíveis do material [6].

A intensidade da corrente de serviço é calculada através da expressão (3.1).

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} \quad [A] \tag{3.1}$$

Sendo que:

- I - Corrente eficaz por condutor [A];
- S - Potência aparente trifásica a transportar [VA];
- U - Tensão nominal entre fases [V];
- $\cos\varphi$ - Fator de potência da linha.

Após o calculo da corrente eficaz, é possível obter a densidade de corrente através da expressão (3.2), que representa a relação entre a corrente eficaz e a secção transversal do condutor, de forma a verificar a compatibilidade térmica do condutor com as condições de serviço previstas [6].

$$d_I = \frac{I}{s} \quad [\text{A/mm}^2] \tag{3.2}$$

Em que s representa a secção do condutor [mm^2] e d_I a densidade de corrente, expressa em $[\text{A/mm}^2]$.

De forma a garantir a segurança e o desempenho térmico da instalação ao longo da sua vida útil da linha, é imprescindível que este valor seja inferior à densidade de corrente máxima admissível do condutor.

3.1.3 Corrente Admissíveis nos Condutores

Nas linhas elétricas aéreas, a determinação da corrente máxima admissível é realizada de acordo com o modelo de Kuipers-Brown, conforme previsto na Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho[1], o qual considera o equilíbrio térmico entre os condutores e o meio ambiente, sendo descrito pela equação (3.3) [33].

$$I^2 \cdot R_{cond} + \alpha_s \cdot G \cdot d = 8{,}55 \cdot (T_{cond} - T_{amb}) \cdot (v \cdot d)^{0{,}448} + \pi \cdot E \cdot C \cdot d \cdot (T_{cond}^4 - T_{amb}^4) \tag{3.3}$$

Onde:

- I – Intensidade da corrente máxima do condutor [A];
- R_{cond} – Resistência do condutor [Ω/m];
- α_s – Coeficiente de absorção solar [tipicamente 0,5];
- G – Intensidade de radiação solar incidente numa superfície [tipicamente 1000 W/m^2];
- d – Diâmetro do condutor [m];
- T_{cond} – Temperatura de projeto do condutor [K];
- T_{amb} – Temperatura ambiente [K];
- v – Velocidade do vento [tipicamente 0,6 m/s ou 1,0 m/s];
- E – Poder emissivo do condutor relativamente a um corpo negro (tipicamente 0,6);
- C – Constante de Stefan-Boltzmann $[5{,}7 \cdot 10^{-8}$ W/m^2/K$^4]$.

[1] Tabela n.º 5 - Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias, da Portaria n.º 596/2010.

Para que o cálculo da corrente máxima admissível seja preciso, os parâmetros do modelo devem ser ajustados de acordo com as condições ambientais específicas da região e em conformidade com os regulamentos aplicáveis. Em Portugal, conforme estabelecido na Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho, consideram-se, para efeitos de dimensionamento, os valores de $v = 0{,}6$ m/s para a velocidade do vento e $G = 1000\,\mathrm{W/m^2}$ para a radiação solar incidente durante o dia.

As temperaturas ambiente de referência são definidas sazonalmente da seguinte forma [33]:

- Meses de Verão: entre 30 °C e 35 °C;
- Meses de Inverno: 15 °C;
- Meia-estação: entre 20 °C e 25 °C.

A Figura 3.1 apresenta o mapa isotérmico que define a temperatura máxima de referência para a época sazonal de Verão, a aplicar no dimensionamento das instalações e linhas pertencentes à Rede Nacional de Transporte (RNT), sendo igualmente aplicado à Rede Nacional de Distribuição (RND), no âmbito da referida Portaria.

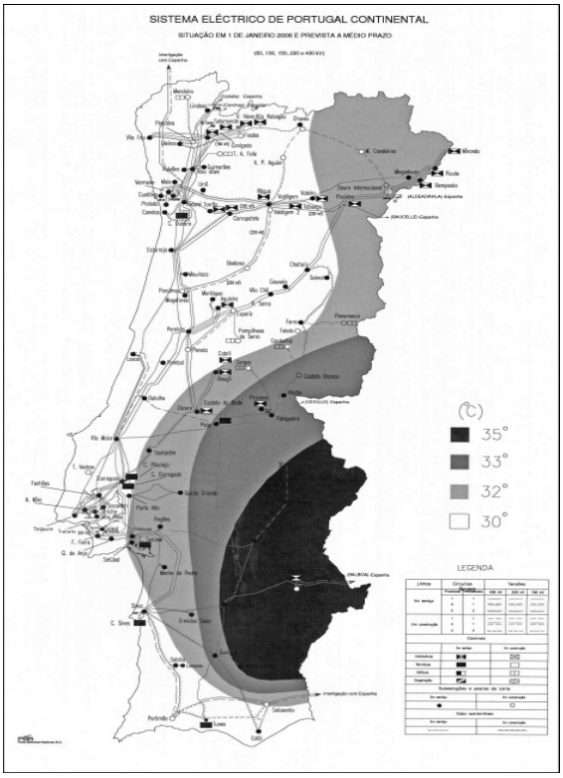


FIGURA 3.1: Mapa isotérmico da temperatura ambiente máxima de Verão [33].

3.1.4 Potência Ativa

A capacidade de transporte de potência de uma linha aérea é definida com base nas especificações da entidade transportadora ou distribuidora de energia, ou, alternativamente, em função das necessidades do promotor, no âmbito da implementação de uma central produtora.
A potência ativa de transmissão pode ser calculada pela expressão (3.4) [34].

$$P_n = S \times \cos(\varphi) \quad [W] \tag{3.4}$$

Sendo que:

- P_n - Potência ativa de transmissão [W];
- S - Potência aparente da carga [VA];
- $\cos(\varphi)$ - Fator de potência.

3.1.5 Distância Geométrica entre Fases

A distância geométrica entre fases, também designada por distância média ou equivalente, permite o cálculo da indutância e da capacitância por unidade de comprimento das linhas aéreas de distribuição e de transporte. O método de cálculo varia consoante a configuração geométrica da linha, simples ou dupla, conforme demonstrado na Figura 3.2 [6].

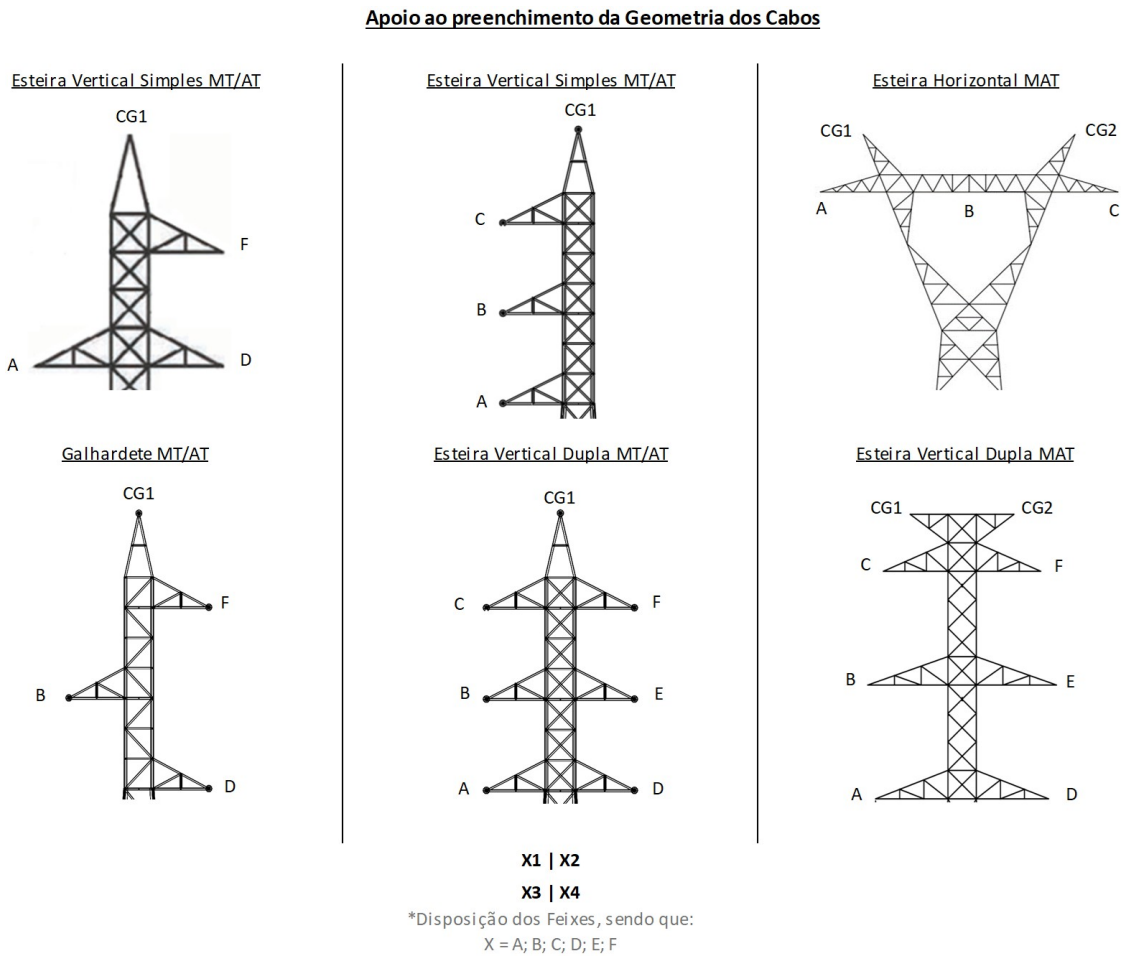


FIGURA 3.2: Configuração dos apoios para análise da distância geométrica entre fases.

3.1.5.1 Linhas Simples

No caso das linhas de configuração simples com três fases, designadas genericamente por i, j e k, a distância geométrica média é obtida pela média geométrica das distâncias entre cada par de condutores, conforme expresso na Equação (3.5).

$$D = \sqrt[3]{D_{ij} \cdot D_{ik} \cdot D_{jk}} \quad [\text{mm}] \tag{3.5}$$

Em que:

- D - Distância geométrica média entre fases [mm];
- D_{ij}, D_{ik} e D_{jk} - distâncias entre os condutores das fases i, j e k, respetivamente, expressas em milímetros [mm].

3.1.5.2 Linhas Duplas

Para linhas de configuração dupla, cada circuito é constituído por um conjunto de três fases, designadas por i, j, k para o primeiro circuito e por i', j', k' para as fases homólogas do segundo circuito. O cálculo da distância geométrica média é apresentado na Equação (3.6).

$$D = \sqrt[3]{D_i \cdot D_j \cdot D_k} \quad [\text{mm}] \tag{3.6}$$

Com os termos de distância equivalente para cada fase, conforme definidos nas Equações (3.7),(3.8) e (3.9):

$$D_i = \frac{\sqrt{D_{ij} \cdot D_{ik} \cdot D_{ij'} \cdot D_{ik'}}}{D_{ii'}} \quad [\text{mm}] \tag{3.7}$$

$$D_j = \frac{\sqrt{D_{ji} \cdot D_{jk} \cdot D_{ji'} \cdot D_{jk'}}}{D_{jj'}} \quad [\text{mm}] \tag{3.8}$$

$$D_k = \frac{\sqrt{D_{ki} \cdot D_{kj} \cdot D_{ki'} \cdot D_{kj'}}}{D_{kk'}} \quad [\text{mm}] \tag{3.9}$$

Onde:

- D - Distância geométrica média entre fases [mm];
- D_i, D_j, D_k - Distâncias equivalentes associadas às fases i, j, k [mm];
- D_{ij}, D_{ik}, D_{jk} - Distâncias entre condutores de fases diferentes no mesmo circuito [mm];
- $D_{ii'}, D_{jj'}, D_{kk'}$ - Distâncias entre os condutores da mesma fase, mas em circuitos distintos (distâncias homólogas) [mm];
- $D_{ij'}, D_{ik'}, D_{ji'}, D_{jk'}, D_{ki'}, D_{kj'}$ - Distâncias entre condutores de fases diferentes e em circuitos diferentes [mm].

3.1.6 Características Elétricas Lineares

As constantes elétricas de uma linha elétrica aérea, nomeadamente a resistência, indutância, reatância, capacidade, susceptância, condutância, impedância e admitância, resultam das características físicas dos condutores, da configuração geométrica da linha e das condições de operação, como a frequência, a temperatura e o regime de carga.

As secções seguintes apresentam os modelos de cálculo correspondentes a cada uma destas grandezas.

3.1.6.1 Resistência Elétrica

A resistência elétrica de um condutor representa a oposição à passagem da corrente elétrica e depende do tipo de material condutor, da sua secção transversal, do comprimento e da temperatura de operação. Para efeitos de dimensionamento, é necessário considerar a variação da resistividade com a temperatura, para a temperatura máxima do condutor em serviço, dado que os valores fornecidos pelos fabricantes são, geralmente, indicados à temperatura de referência de 20 °C.

A resistência elétrica total R e a resistência por unidade de comprimento R_k podem ser calculadas através das expressões apresentadas em (3.10) [29]:

$$R = \frac{\rho_q \cdot l}{s} \quad [\Omega], \qquad R_k = \frac{\rho_q}{s} \quad [\Omega/\text{km}] \tag{3.10}$$

Onde:

- R - Resistência elétrica total do condutor $[\Omega]$;
- R_k - Resistência elétrica por unidade de comprimento $[\Omega/\text{km}]$;
- ρ_q - Resistividade do material à temperatura q $[\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}]$;
- l - Comprimento do condutor $[\text{km}]$;
- s - Secção transversal do condutor $[\text{mm}^2]$.

A resistividade ρ_q, à temperatura máxima de operação q, é determinada a partir da resistividade à temperatura de referência de 20 °C ρ_{20}, e do coeficiente de temperatura do material, β, através da equação (3.11) [29]:

$$\rho_q = \rho_{20} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{max} - 20)] \quad [\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}] \tag{3.11}$$

Em que:

- ρ_q - Resistividade do material à temperatura q $[\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}]$;
- ρ_{20} - Resistividade do material a 20 °C $[\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}]$;
- β - Coeficiente de temperatura do material $[^\circ\text{C}^{-1}]$;
- T_{max} - Temperatura máxima de operação do condutor $[^\circ\text{C}]$.

Deste modo, a resistência elétrica R, obtida pela equação (3.10), depende diretamente da resistividade ρ_q, a qual deve ser previamente calculada conforme a equação (3.11), garantindo assim o comportamento elétrico do condutor em serviço.

3.1.6.2 Indutância

A indutância, ou coeficiente de autoindução, representa a relação entre a variação do fluxo magnético e a variação da intensidade de corrente num condutor, sendo resultante do campo magnético gerado pelo transporte de corrente alternada. A indutância depende da distância entre os condutores, do tipo de armação e/ou apoio e do número de condutores por fase. A indutância é calculada através da expressão (3.12) [6].

$$L_k = \left[\frac{\mu}{2 \cdot n} + 4{,}605 \cdot \log\left(\frac{D}{r_0}\right)\right] \cdot 10^{-4} \quad [\text{H/km}] \tag{3.12}$$

Sendo que:

- L_k - Indutância por fase e por quilómetro [H/km];
- μ - Permeabilidade magnética relativa do condutor:
  - $\mu = 1$ para condutores de alumínio, cobre, ligas de alumínio ou alumínio-aço;
  - $\mu = 200$ para condutores de aço galvanizado;
- n - Número de condutores por fase;
- D - Distância geométrica média entre fases [mm];
- r_0 - Raio equivalente ou fictício da fase [mm].

O raio equivalente r_0, no caso de fases compostas por mais do que um condutor, é obtido através da equação (3.13),

$$r_0 = \sqrt[n]{n \cdot r_{conds} \cdot R^{(n-1)}} \quad [\text{mm}] \tag{3.13}$$

Onde:

- r - Raio de um condutor [mm];
- r_{conds} - Raio da circunferência que passa pelos condutores que constituem a fase [mm].

3.1.6.3 Reatância Longitudinal

A reatância longitudinal representa a oposição à variação da corrente provocada pelo campo magnético gerado e resulta da multiplicação da indutância pela frequência angular, sendo calculada segundo a expressão (3.14) [29].

$$X_k = \omega \cdot L_k = 2 \cdot \pi f \cdot L_k \quad [\Omega/\text{km}] \tag{3.14}$$

Sendo que:

- X_k - Reatância [Ω/km];
- ω - Frequência angular [rad/s];
- L_k - Indutância [H/km];
- f - Frequência da rede elétrica [50Hz].

3.1.6.4 Capacitância

As diferenças de tensão entre os condutores, o cabo de guarda e o solo originam um campo elétrico que provoca a acumulação de cargas elétricas na superfície dos condutores. A corrente associada ao processo de carga e descarga do circuito é geralmente desprezável em linhas de curta distância, podendo, contudo, tornar-se significativa em linhas de grande comprimento, sendo a capacitância linear calculada pela expressão (3.15) [7].

$$C_k = \frac{24{,}2}{\log\left(\frac{D}{r_0}\right)} \cdot 10^{-9} \quad [\text{F/km}] \tag{3.15}$$

Em que:

- C_k - Capacitância por fase [F/km];
- D - Distância entre condutores [mm];
- r_0 - Raio equivalente dos condutores [mm].

3.1.6.5 Susceptância

A susceptância é a oposição capacitiva à variação da corrente, resultante do fluxo de corrente induzida entre os condutores e o solo, sendo calculada através da equação (3.16) [29].

$$B_k = \omega \cdot C_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_k \quad [S/km] \tag{3.16}$$

Onde:

- B_k - Susceptância por fase [S/km];
- ω - Frequência angular [rad/s];
- C_k - Capacidade por fase [F/km];
- f - Frequência da rede elétrica [50Hz].

3.1.6.6 Condutância

A condutância está relacionada com a capacidade de um condutor permitir a passagem de corrente elétrica, sendo influenciada por fatores como a humidade e a poluição atmosférica, podendo ser calculada pela expressão (3.17) [11].

$$G = \frac{1}{R} \quad [\text{S}] \tag{3.17}$$

Sendo que:

- G - Condutância [(Siemens) ou (S)];
- R - Resistência elétrica [Ω].

A condutância por fase é obtida, em função das perdas P e da tensão U_s, pela expressão (3.18).

$$G_k = \frac{p_f \cdot 10^{-6}}{U_s^2} \quad [\text{S/km}] \tag{3.18}$$

Em que:

- G_k - Condutância por fase [S/km];
- p_f - Perdas por fase [kW/km];
- U_s - Tensão simples da linha [kV].

3.1.6.7 Impedância

A impedância representa a oposição total à passagem da corrente elétrica, resultando na soma da resistência elétrica com a reatância indutiva, conforme representado na equação (3.19) [29].

$$Z_k = R_k + jX_k \quad [\Omega/km] \tag{3.19}$$

Onde:

- Z_k - Impedância por fase [Ω/km];
- R_k - Resistência por fase [Ω/km];
- X_k - Reatância indutiva por fase [Ω/km].

O módulo e o ângulo da impedância resultam de (3.20) e (3.21), respetivamente.

$$|Z_k| = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad [\Omega/km] \tag{3.20}$$

Em que:

- $|Z_k|$ - Módulo da impedância por fase [Ω/km];
- R_k - Resistência por fase [Ω/km];
- X_k - Reatância indutiva por fase [Ω/km].

$$\angle Z_k = \arctan\left(\frac{X_k}{R_k}\right) \quad (^\circ) \tag{3.21}$$

Sendo que:

- $\angle Z_k$ - Ângulo de fase da impedância por fase [°];
- R_k - Resistência por fase [Ω/km];
- X_k - Reatância indutiva por fase [Ω/km].

3.1.6.8 Admitância

A admitância por fase pode ser calculada através da soma entre a condutância e a susceptância elétrica, conforme representado na equação (3.22) [29].

$$Y_k = G_k + jB_k \quad (\text{S/km}) \tag{3.22}$$

Onde:

- Y_k - Admitância por fase [S/km];
- G_k - Condutância por fase [S/km];
- B_k - Susceptância por fase [S/km].

O módulo e o ângulo da admitância resultam das expressões (3.23) e (3.24), respetivamente.

$$|Y_k| = \sqrt{G_k^2 + B_k^2} \quad (\text{S/km}) \tag{3.23}$$

Em que:

- $|Y_k|$ - Módulo da admitância por fase [S/km];
- G_k - Condutância por fase [S/km];
- B_k - Susceptância por fase [S/km].

$$\angle Y_k = \arctan\left(\frac{B_k}{G_k}\right) \quad (^\circ) \tag{3.24}$$

Sendo que:

- $\angle Y_k$ - Ângulo de fase da admitância por fase [°];
- G_k - Condutância por fase [S/km];
- B_k - Susceptância por fase [S/km].

3.1.6.9 Impedância Característica

A impedância característica é determinada pela raiz quadrada do quociente entre a impedância e a admitância da linha, conforme representado na expressão (3.25) [6].

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z_k}{Y_k}} \quad (\Omega) \tag{3.25}$$

Onde:

- Z_c - Impedância característica da linha [Ω];
- Z_k - Impedância por fase [Ω/km];
- Y_k - Admitância por fase [S/km].

3.1.7 Perdas de Energia

As perdas por efeito Joule resultam da dissipação de energia sob a forma de calor, provocada pela resistência dos condutores, sendo determinadas pela expressão (3.26) [32].

$$p = n \cdot R \cdot I^2 \quad [\text{W}] \tag{3.26}$$

Em que:

- p - Perdas de energia [W];
- n - Número de condutores;
- R - Resistência por condutor [Ω];
- I - Intensidade de corrente por condutor [A].

A respetiva expressão em termos percentuais é apresentada em (3.27):

$$p\% = \frac{p}{S \cdot \cos\varphi} \cdot 100 \quad [\%] \tag{3.27}$$

Sendo que:

- $p\%$ - Percentagem de perdas de energia [%];
- p - Perdas de energia [W];
- S - Potência aparente [VA];
- $\cos(\varphi)$ - Fator de potência.

A redução das perdas por efeito Joule constitui um fator determinante para a melhoria da eficiência energética do circuito, contribuindo para a diminuição dos custos de exploração e para uma operação mais sustentável do sistema de transporte de energia.

3.1.8 Queda de Tensão

A queda de tensão ao longo da linha resulta da impedância do circuito e da intensidade de corrente, sendo calculada por (3.28) [29].

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \quad [\text{V}] \tag{3.28}$$

Onde:

- ΔU - Queda de tensão [V];
- I - Intensidade de corrente [A];
- R - Resistência [Ω];
- X - Reatância indutiva [Ω];
- φ - Ângulo de desfasamento [$^\circ$].

Dada a crescente densificação da rede elétrica e a distribuição das subestações, que limitam a necessidade de linhas mais extensas, foi considerado o ”Modelo da Linha Curta” para a análise da queda de tensão em linhas de transporte e distribuição com extensões inferiores a 80 km, conforme referido anteriormente na secção 2.5.2.2 [29].

3.1.9 Metodologia para Determinação dos Parâmetros das Linhas Elétricas Aéreas

A Figura 3.3 representa um fluxograma que sintetiza de forma sequencial a metodologia conceptual adotada, iniciando com as características elétricas da linha e as condições de operação, até à determinação de grandezas relevantes como as perdas e a queda de tensão ao longo do troço analisado.

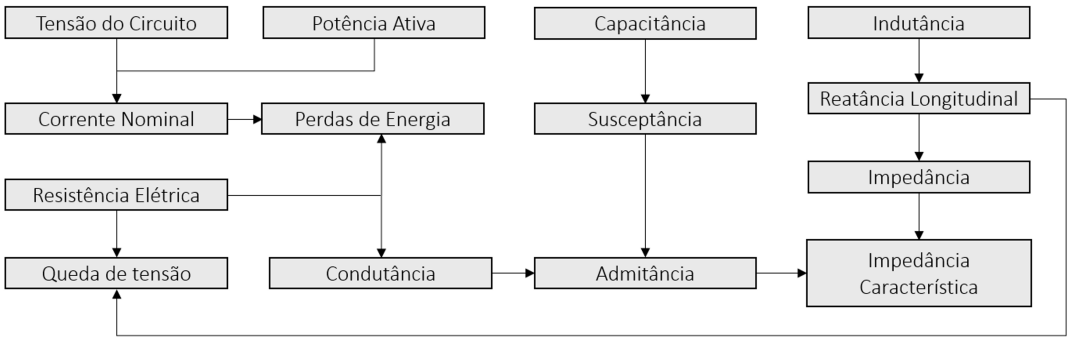


FIGURA 3.3: Fluxograma da metodologia de cálculo dos parâmetros de uma linha elétrica.

3.1.10 Campos Eletromagnéticos em Linhas Elétricas Aéreas

A operação de linhas aéreas de transporte ou distribuição gera campos elétricos e magnéticos cuja intensidade decresce significativamente com a distância, sendo fundamental a sua análise para garantir a compatibilidade eletromagnética e o cumprimento dos limites de exposição definidos na regulamentação aplicável ao público em geral.

A mitigação da exposição obtém-se mediante intervenções diretas na linha, nomeadamente pela definição de traçados que maximizem o afastamento a infraestruturas sensíveis, pela seleção da tipologia de apoio mais adequada, que influencia diretamente a geometria dos condutores, e pela determinação do número de condutores por feixe.

3.1.10.1 Enquadramento Regulamentar e Valores Limite de Exposição

A avaliação da exposição a campos eletromagnéticos rege-se pela Recomendação do Conselho da União Europeia 1999/519/CE, que estabelece os limites para a população em geral no intervalo de frequências de 0 Hz a 300 GHz. Em Portugal, este enquadramento foi transposto para o ordenamento jurídico nacional pelo Decreto-Lei n.º 11/2003, de 18 de janeiro, e regulamentado pela Portaria n.º 1421/2004, de 23 de novembro [35]. Subsequentemente, o Decreto-Lei n.º 11/2018 manteve válidos os referidos limites, introduzindo a obrigatoriedade de monitorização periódica e a garantia de um afastamento mínimo entre o eixo das linhas e as infraestruturas sensíveis. Para a frequência industrial de 50 Hz, os níveis de referência para a exposição do público em geral em locais de permanência encontram-se sintetizados na Tabela 3.2.

TABELA 3.2: Níveis de referência de exposição a campos elétricos e magnéticos (50 Hz) [35].

Característica de Exposição	Campo Elétrico [kV/m]	Densidade de Fluxo Magnético [µT]
Público em geral (em permanência)	5	100

3.1.10.2 Modelo de Cálculo do Campo Elétrico

O cálculo dos campos elétricos gerados por uma linha aérea efetua-se a partir do conhecimento prévio das cargas elétricas em cada uma das fases e nos cabos de guarda. Para tal, recorre-se a um modelo bidimensional que representa a geometria da linha num plano vertical transversal, considerando o solo como um plano horizontal, e os condutores como paralelos entre si e ao solo, posicionados na sua altura mais desfavorável (distância mínima ao solo) [36].

Nestas condições, os valores das cargas elétricas fasoriais por unidade de comprimento, $[\tilde{Q}]$, são obtidos através da resolução da equação matricial de Maxwell, que relaciona os potenciais nos condutores com as suas cargas, conforme a Equação (3.29).

$$[\tilde{V}] = [P] \cdot [\tilde{Q}] \implies [\tilde{Q}] = [P]^{-1} \cdot [\tilde{V}] \tag{3.29}$$

Em que:

- $[\tilde{Q}]$ - Vetor dos fasores das cargas elétricas lineares nos condutores [C/m];
- $[P]$ - Matriz simétrica dos coeficientes de potencial de Maxwell [m/F];
- $[\tilde{V}]$ - Vetor dos fasores das tensões aplicadas aos condutores em relação ao solo [V].

Os elementos da matriz de Maxwell $[P]$ são calculados com recurso ao método das imagens e dependem exclusivamente da geometria da linha, sendo que, o potencial próprio, P_{ii}, e o elemento potencial mútuo, P_{ij}, são obtidos através das Equações (3.30) e (3.31), respetivamente [36].

$$P_{ii} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0} \ln\left(\frac{2 \cdot y_i}{r_i}\right) \tag{3.30}$$

e,

$$P_{ij} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0} \ln\left(\sqrt{\frac{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2}{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}}\right) \tag{3.31}$$

Em que:

- P_{ii} - Coeficiente de potencial próprio do condutor i [m/F];
- P_{ij} - Coeficiente de potencial mútuo entre os condutores i e j [m/F];
- ε_0 - Permitividade elétrica do vácuo ($\approx 8,854 \times 10^{-12}$ F/m);
- y_i, y_j - Alturas dos eixos dos condutores i e j acima do solo [m];
- x_i, x_j - Coordenadas horizontais dos condutores i e j em relação ao eixo da linha [m];
- r_i é o raio do condutor i [m].

Uma vez determinadas as cargas fasoriais, com as suas componentes real e imaginária, $\tilde{Q}_i = q_{r,i} + j \cdot q_{i,i}$, o campo elétrico $\vec{\tilde{E}}_N$, num ponto de observação genérico $N(x_N, y_N)$, é obtido pela sobreposição vetorial dos campos gerados por cada condutor i e pela sua respetiva imagem.

As componentes fasoriais horizontal ($\tilde{E}_{x,i}$) e vertical ($\tilde{E}_{y,i}$) dessa contribuição resultam das expressões (3.32) e (3.33) [36].

$$\tilde{E}_{x,i} = \frac{\tilde{Q}_i}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \left[\frac{x_N - x_i}{(x_N - x_i)^2 + (y_N - y_i)^2} - \frac{x_N - x_i}{(x_N - x_i)^2 + (y_N + y_i)^2}\right] \tag{3.32}$$

$$\tilde{E}_{y,i} = \frac{\tilde{Q}_i}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \left[\frac{y_N - y_i}{(x_N - x_i)^2 + (y_N - y_i)^2} - \frac{y_N + y_i}{(x_N - x_i)^2 + (y_N + y_i)^2}\right] \tag{3.33}$$

Em que:

- y_N - Altura do ponto de leitura acima do solo [m];
  Assume valores fixos, como 0 m o nível do solo ou 1,80 m como altura de segurança.
- x_N - Coordenada horizontal do ponto de leitura [m].
  Para gerar o perfil do campo, geralmente em $[-40;\ +40]$m.

O campo elétrico total, $\vec{\tilde{E}}_N$, resulta da soma vetorial das contribuições dos k condutores, cujas componentes fasoriais horizontal e vertical são dadas pelas Equações (3.34) e (3.35), respetivamente.

$$\tilde{E}_{x,N} = \sum_{i=1}^{k} \tilde{E}_{x,i} \tag{3.34}$$

$$\tilde{E}_{y,N} = \sum_{i=1}^{k} \tilde{E}_{y,i} \tag{3.35}$$

O vetor fasorial do campo elétrico, $\vec{\tilde{E}}_N$, num dado ponto do espaço, é uma grandeza complexa cujas componentes cartesianas, $\tilde{E}_{x,N}$ e $\tilde{E}_{y,N}$, se encontram desfasadas no tempo.

Como consequência, a extremidade do vetor de campo descreve, no domínio temporal, uma trajetória elíptica no plano transversal xy [37].

Para a avaliação da exposição a campos elétricos alternados, o parâmetro relevante não é a norma instantânea do vetor, mas sim a sua amplitude máxima, correspondente à magnitude do semieixo maior da elipse de polarização.

O ângulo de orientação α, medido em relação ao eixo horizontal, corresponde à direção ao longo da qual a magnitude do campo projetado é máxima, sendo obtido a partir do quadrado da magnitude do campo elétrico projetado nessa direção, expresso na Equação (3.36) [37].

$$|\tilde{E}_\alpha|^2 = (E_{ry} \cdot \sin\alpha + E_{rx} \cdot \cos\alpha)^2 + (E_{iy} \cdot \sin\alpha + E_{ix} \cdot \cos\alpha)^2 \tag{3.36}$$

A determinação dos valores extremos, máximo e mínimo, da função projetada requer que a sua derivada em ordem a α seja igual a zero, conforme estabelecido na Equação (3.37).

$$\frac{d(|\tilde{E}_\alpha|^2)}{d\alpha} = 0 \tag{3.37}$$

A resolução analítica da Equação (3.37) conduz a uma relação quadrática para $\tan(\alpha)$, conforme deduzido na teoria de polarização de ondas eletromagnéticas, Equação (3.38) [37].

$$\tan^2(\alpha) \cdot (E_{rx} \cdot E_{ry} + E_{ix} \cdot E_{iy}) + \tan(\alpha) \cdot (E_{rx}^2 - E_{ry}^2 + E_{ix}^2 - E_{iy}^2) - (E_{rx} \cdot E_{ry} + E_{ix} \cdot E_{iy}) = 0 \tag{3.38}$$

As duas soluções da equação em $\tan(\alpha)$ definem direções ortogonais correspondentes aos semieixos da elipse de polarização, sendo que, ao substituir os ângulos obtidos na Equação (3.36), determinam-se as magnitudes associadas a cada semieixo, designadas por E_{max} e E_{min}.

O valor máximo do campo elétrico, E_{max}, correspondente à amplitude do vetor girante no plano transversal, constitui o parâmetro adotado para efeitos de comparação com os limites de referência definidos na legislação aplicável, apresentados na Tabela 3.2 [35].

Campo Elétrico Máximo na Superfície do Condutor

A intensidade máxima do campo elétrico na superfície de cada condutor é estimada assumindo uma distribuição uniforme de carga, conforme a Equação (3.39) [38]. Este valor é diretamente proporcional à carga no condutor, determinada previamente a partir da tensão de operação da linha.

$$|\tilde{E}_{sup,c}| \approx \frac{|\tilde{Q}_c|}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot r_c} \tag{3.39}$$

Em que:

- $|\tilde{E}_{sup,c}|$ - Magnitude do campo elétrico na superfície do condutor c [V/m];
- $|\tilde{Q}_c|$ - Módulo da carga fasorial no condutor c, calculado previamente a partir da tensão da linha e dado por $\sqrt{q_{r,c}^2 + q_{i,c}^2}$ [C/m];
- r_c - Raio do condutor c [m].

A Figura 3.4 apresenta a metodologia adotada para o cálculo da amplitude máxima do campo elétrico, E_{max}, num ponto de observação, evidenciando de forma sequencial os principais passos do procedimento, desde a caracterização geométrica e das tensões de fase até à determinação das cargas nos condutores.

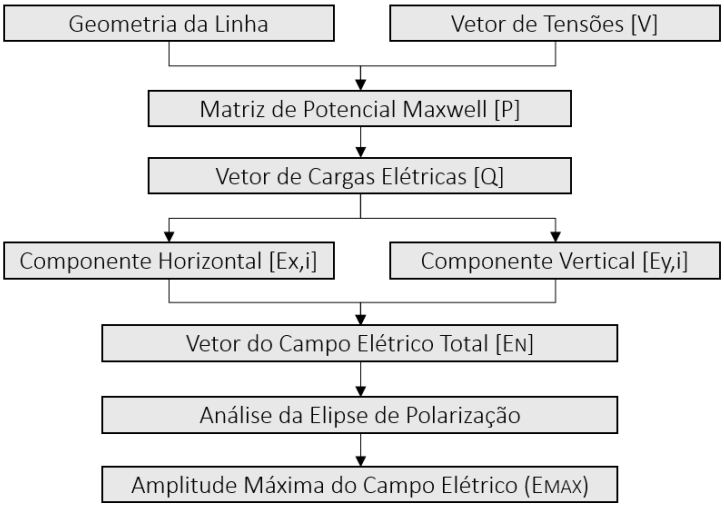


FIGURA 3.4: Metodologia de cálculo da amplitude máxima do campo elétrico (E_{max}) num ponto de observação.

3.1.10.3 Modelo de Cálculo do Campo Magnético

O cálculo do campo magnético gerado pela linha de transporte ou distribuição é efetuado com recurso a um modelo bidimensional idêntico ao utilizado para o campo elétrico, sendo que, a fonte do campo são as correntes fasoriais, $\tilde{I}_i$.

As correntes de retorno pela terra são desprezadas, assim como as correntes nos cabos de guarda, as quais se consideram nulas em regime estacionário de equilíbrio. Admitindo o solo como condutor perfeito, a corrente de retorno em sistemas trifásicos equilibrados é, por conseguinte, nula [36]. Sendo assim, o campo total é calculado pela sobreposição direta dos campos gerados apenas pelos condutores da linha, aplicando a Lei de Biot-Savart para um filamento infinito [37].

A Lei de Ampère estabelece que o módulo do campo magnético, $|\vec{\tilde{H}}|$, gerado por um condutor i com corrente fasorial $\tilde{I}_i$, a uma distância radial $r_{i,N}$, é dado pela Equação (3.40).

$$|\vec{\tilde{H}}_{N,i}| = \frac{|\tilde{I}_i|}{2 \cdot \pi \cdot r_{i,N}} \tag{3.40}$$

O campo magnético é um vetor cuja direção é perpendicular ao vetor posição que liga o condutor ao ponto de observação e tangente às linhas de campo que formam círculos concêntricos em torno do condutor. Pelo que, com base nesta relação geométrica, as componentes cartesianas do vetor campo magnético $\vec{\tilde{H}}_{N,i}$ podem ser deduzidas a partir da projeção do vetor tangencial sobre os eixos x e y, conforme apresentado nas Equações (3.41) e (3.42) [39].

$$\tilde{H}_{x,N,i} = \frac{\tilde{I}_i}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\frac{-(y_N - y_i)}{(x_N - x_i)^2 + (y_N - y_i)^2} \right] \tag{3.41}$$

$$\tilde{H}_{y,N,i} = \frac{\tilde{I}_i}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\frac{x_N - x_i}{(x_N - x_i)^2 + (y_N - y_i)^2} \right] \tag{3.42}$$

Em que:

- y_i - Altura do eixo do condutor i acima do solo [m];
- x_i - Coordenada horizontal do condutor i em relação ao eixo da linha [m];
- y_N - Altura do ponto de leitura acima do solo [m];
  Assume valores fixos, como 0 m o nível do solo ou 1,80 m como altura de segurança.
- x_N - Coordenada horizontal do ponto de leitura [m].
  Para gerar o perfil do campo, geralmente em $[-40;\ +40]$m.

As componentes fasoriais do campo magnético total no ponto N, $\tilde{H}_{x,N}$ e $\tilde{H}_{y,N}$, resultam da soma vetorial das contribuições de todos os m condutores de fase, tal como representado nas Equações (3.43) e (3.44).

$$\tilde{H}_{x,N} = \sum_{i=1}^{m} \tilde{H}_{x,N,i} \tag{3.43}$$

$$\tilde{H}_{y,N} = \sum_{i=1}^{m} \tilde{H}_{y,N,i} \tag{3.44}$$

À semelhança do campo elétrico, o vetor fasorial do campo magnético, $\vec{\tilde{H}}_N$, num ponto específico do espaço, é uma grandeza complexa cujas componentes cartesianas, $\tilde{H}_{x,N}$ e $\tilde{H}_{y,N}$, apresentam desfasamento temporal. Assim, a extremidade do vetor campo, no domínio temporal, traça uma trajetória elíptica no plano transversal xy [37].

Na avaliação da exposição a campos magnéticos alternados, o parâmetro significativo não corresponde ao módulo instantâneo do vetor, mas sim à sua amplitude máxima, equivalente à magnitude do semieixo maior da elipse de polarização.

O ângulo de orientação α, medido em relação ao eixo horizontal, indica a direção para a qual a magnitude do campo projetado atinge o seu máximo, sendo obtido a partir do quadrado da magnitude do campo magnético projetado nessa direção, conforme expressa a Equação (3.45) [37].

$$|\tilde{H}_\alpha|^2 = (H_{ry} \cdot \sin\alpha + H_{rx} \cdot \cos\alpha)^2 + (H_{iy} \cdot \sin\alpha + H_{ix} \cdot \cos\alpha)^2 \tag{3.45}$$

Para determinar os extremos desta função, a condição de otimização exige que a derivada em relação a α seja nula, conforme demonstrado na Equação (3.46).

$$\frac{d(|\tilde{H}_\alpha|^2)}{d\alpha} = 0 \tag{3.46}$$

A resolução analítica dessa equação conduz a uma relação quadrática para $\tan(\alpha)$, conforme previsto na teoria da polarização de ondas eletromagnéticas, expressa na Equação (3.47) [37].

$$\tan^2(\alpha)\cdot(H_{rx}\cdot H_{ry}+H_{ix}\cdot H_{iy})+\tan(\alpha)\cdot(H_{rx}^2-H_{ry}^2+H_{ix}^2-H_{iy}^2)-(H_{rx}\cdot H_{ry}+H_{ix}\cdot H_{iy})=0 \tag{3.47}$$

As duas soluções para $\tan(\alpha)$ correspondem a direções ortogonais associadas aos semieixos da elipse, permitindo, ao substituir os ângulos obtidos na Equação (3.45), determinar as magnitudes dos semieixos, H_{max} e H_{min}. O valor máximo, H_{max}, é utilizado para o cálculo da máxima densidade de fluxo magnético, recorrendo à relação fundamental no vácuo ($\mu \approx \mu_0$):

$$B_{max} = \mu_0 \cdot H_{max} \tag{3.48}$$

O valor de B_{max} corresponde ao pico do campo magnético girante e é utilizado para comparação com os limites de referência definidos na legislação, apresentados anteriormente na Tabela 3.2 [35].

A Figura 3.5 apresenta a metodologia adotada para o cálculo da amplitude máxima do campo magnético, H_{max}, num ponto de observação, evidenciando de forma sequencial os principais passos do procedimento desde o cálculo da contribuição dos condutores até ao cálculo da densidade de fluxo magnético, B_{max}.

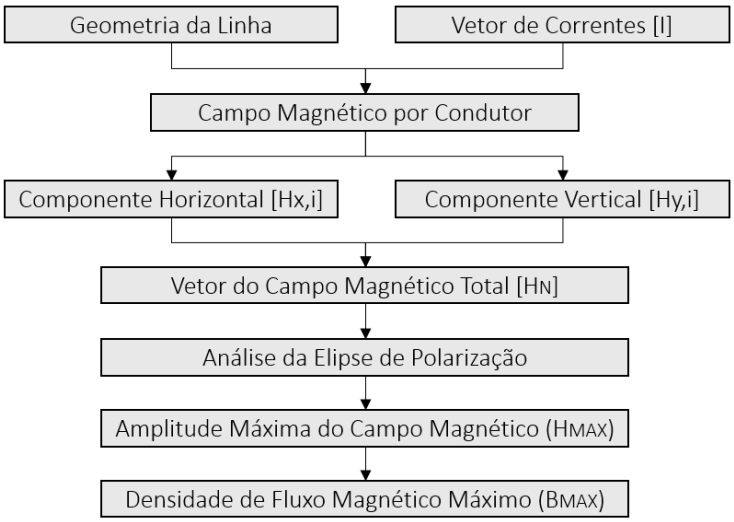


FIGURA 3.5: Metodologia de cálculo da densidade de fluxo magnético máxima (B_{max}) num ponto de observação.

3.2 Dimensionamento Mecânico

O dimensionamento mecânico de linhas aéreas de transporte e de distribuição assegura a estabilidade estrutural e a conformidade com os requisitos normativos aplicáveis, designadamente o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT) e a norma europeia EN 50341. É fundamental garantir que os condutores, cabos de guarda e apoios resistam, sem exceder os limites admissíveis, às exigências mecânicas decorrentes da montagem, da operação e da exposição a condições ambientais adversas ao longo da vida útil da infraestrutura.

As linhas aéreas estão sujeitas a ações mecânicas variáveis, como variações térmicas, efeitos aerodinâmicos induzidos pelo vento e acumulação de gelo, que podem comprometer a estabilidade dos seus componentes. O dimensionamento mecânico destas estruturas baseia-se em cálculos estruturais que asseguram o cumprimento dos requisitos regulamentares, bem como a estabilidade e a segurança operacional da linha sob qualquer condição de serviço.

Os objetivos principais do cálculo mecânico são:

- Dimensionar a tensão mecânica dos condutores durante a montagem, tendo em conta as condições climatéricas no momento da instalação, assegurando que as tensões não excedam os limites definidos pelo RSLEAT e pela norma EN 50341;
- Determinar as ações externas, incluindo o peso próprio dos cabos, a ação do vento, o efeito da manga de gelo e as variações de temperatura, para os diferentes estados atmosféricos previstos no traçado da linha;
- Calcular o parâmetro da catenária e as flechas dos condutores, assegurando que as distâncias regulamentares entre condutores, solo, apoios e outros obstáculos são respeitadas[2];
- Dimensionar as estruturas de suporte, garantindo que estas suportam os esforços longitudinais, transversais e verticais resultantes das condições atmosféricas mais gravosas, sem comprometer a estabilidade da linha, com base nas especificações dos fabricantes, e assegurar que os esforços calculados não ultrapassam os valores admissíveis tabelados.

A presentes secção tem como objetivo apresentar as metodologias e os procedimentos necessários para a realização dos cálculos mecânicos, desde a definição das condições de montagem até à seleção das estruturas de suporte adequadas, assegurando a fiabilidade e a estabilidade da linha aérea de transporte e distribuição, mesmo sob as condições atmosféricas mais desfavoráveis.

3.2.1 Tração Mecânica Máxima Admissível

A tração mecânica máxima admissível, t_{max}, para os condutores corresponde ao valor teórico mais elevado de tensão que estes podem suportar sem comprometer as suas propriedades nem implicar risco de rotura. Este valor está diretamente relacionado com a tração de rotura, t_{rotura}, do condutor e com a sua secção, sendo expresso pela seguinte fórmula, (3.49):

$$t_{\text{max}} = \frac{t_{\text{rotura}}}{\sigma \cdot 2,5} \quad [\text{daN/mm}^2] \tag{3.49}$$

Onde:

- t_{rotura} é a tração de rotura máxima do condutor $[daN]$;
- σ é a secção nominal do condutor $[mm^2]$.

[2] Secção IV - Proteção contra contactos acidentais, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.

Após o valor de t_{max} ser determinado, procede-se à definição da tração de serviço t_{serv}, que corresponde à tração máxima que se pretende aplicar à linha no estado atmosférico mais desfavorável. A tração de serviço deve ser inferior ou igual à tração máxima admissível, (3.50):

$$t_{\text{serv}} \leq t_{\text{max}} \tag{3.50}$$

Segundo o RSLEAT, a tração máxima admissível, t_{max}, não pode exceder 40% da tração de rotura do condutor[3], de forma a garantir que as propriedades do material não sejam comprometidas e que não exista risco de rotura. De forma análoga, a norma europeia EN 50341 estabelece que a tensão não deve ultrapassar 50 % da carga de rotura (fator parcial 2), assegurando a integridade da linha nos cenários mais severos e apresentando um limite conceptual e funcionalmente comparável ao definido pelo RSLEAT.

Adicionalmente, a norma EN 50341 estabelece que, no caso das condições de serviço em regime permanente, referidas na norma como *Everyday Stress* (EDS), a tensão não deve exceder 25 % da carga de rotura para condutores de fase e cabos de guarda (fator parcial 4). Este limite visa mitigar, a longo prazo, os efeitos de degradação, nomeadamente a fluência dependente da temperatura e a fadiga induzida por vibrações eólicas, sendo estas condições normalmente verificadas de forma periódica ao longo da vida útil da linha.

A escolha da tensão de serviço (t_{serv}) dentro dos limites definidos para EDS constitui, portanto, um compromisso de projeto fundamental. Por um lado, a maximização da tensão, aproximando-a dos limites de 20-25 %, otimiza o comportamento da catenária, resultando em flechas menores, o que pode permitir vãos mais longos ou apoios de menor altura. Por outro lado, tensões mais elevadas implicam maiores esforços mecânicos nos apoios e fundações, exigindo o seu dimensionamento adequado, especialmente em traçados com ângulos, desníveis acentuados ou em apoios de amarração e de fim de linha, que suportam esforços de tração não compensados.

3.2.2 Estados Atmosféricos

As linhas aéreas de transporte e distribuição de energia estão sujeitas às ações de agentes atmosféricos, tais como o vento, a temperatura e, em determinadas condições, à formação de manga de gelo. Dado que estas condições variam ao longo do ano, definem-se três estados climatéricos que normalizam a ação destes agentes para o dimensionamento mecânico.

- O estado de "Ventos Máximos Habituais"[4], que ocorre na primavera, caracteriza-se por uma temperatura média prevista de 15 $^{\circ}$C[5] e pela ausência de gelo. Este estado é importante para o cálculo das forças máximas que a linha deve suportar devido à ação do vento;
- O estado de "Vento Reduzido"[6], específico do estado de inverno, caracteriza-se pela ocorrência de uma temperatura mínima de -5 $^{\circ}$C em regiões com condições normais, e de -10 $^{\circ}$C em regiões propícias à formação de gelo[7]. Em cenários desta natureza, existe a possibilidade de formação de manga de gelo em torno dos condutores, causando o aumento do seu peso e, consequentemente, a sobrecarga mecânica da linha;

[3] Artigo 24º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro
[4] Artigo 12º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[5] Artigo 21º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[6] Artigo 12º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro
[7] Artigo 21º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro

- O estado de "Flecha Máxima", presente no estado de verão, é caracterizado por temperaturas elevadas, que variam conforme a classe da linha. Sendo que, para as linhas de 2ª classe, a temperatura máxima prevista é de 50 °C; para linhas de 3ª classe, com tensão nominal até 100 kV, a temperatura máxima é de 65 °C, e para linhas com tensão nominal superior a 100 kV, a temperatura máxima é de 75 °C[8].

3.2.3 Forças Aplicadas nos Condutores

Os cabos de uma linha aérea estão sujeitos a esforços permanentes, originados pelo seu próprio peso e pelas componentes horizontais das trações máximas, bem como a esforços variáveis, resultantes da ação de agentes externos, designadamente o vento, a formação de gelo e as variações térmicas sazonais.

A Figura 3.6 ilustra as forças aplicadas num condutor.

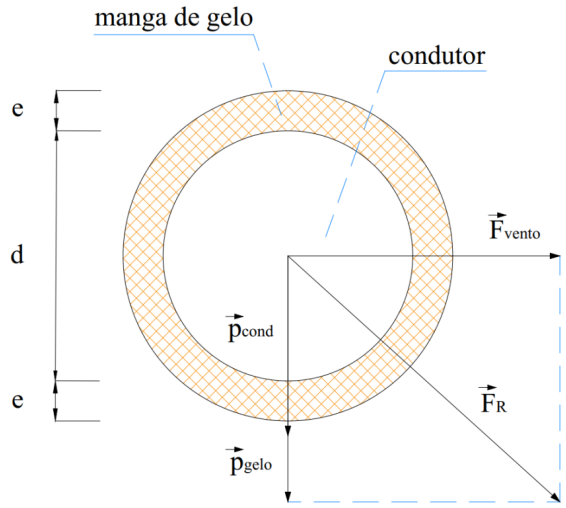


FIGURA 3.6: Forças aplicadas pelos agentes atmosféricos nos condutores [11].

Legenda:

- F_R - Força resultante de todas as forças exercidas sobre o condutor [daN/m];
- F_{vento} - Força do vento [daN/m];
- p_{cond} - Peso linear do condutor [daN/m];
- p_{gelo} - Peso linear da manga de gelo [daN/m];
- d - Diâmetro do condutor [mm];
- e - Espessura da manga de gelo [mm].

A força resultante das ações atmosféricas (F_R) pode ser determinada aplicando o Teorema de Pitágoras, conforme a equação (3.51) [6]:

$$F_R = \sqrt{(p_{cond} + p_{gelo})^2 + F_{vento}^2} \quad [\text{daN/m}] \tag{3.51}$$

[8] Artigo 22º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.

3.2.3.1 Ação do Peso Próprio do Cabo

O peso específico do cabo encontra-se nos catálogos dos fornecedores e pode ser calculado através da equação (3.52) [27]:

$$p_{cond} = \gamma_r \cdot \sigma \cdot 10^{-7} \quad [\text{daN/m}] \tag{3.52}$$

Onde γ_r é o peso volúmico do material do condutor $[\text{N/m}^3]$ e σ é a secção transversal $[mm^2]$.

3.2.3.2 Ação do Gelo

A formação das mangas de gelo nos condutores, com espessuras variáveis em função da altitude, representam um fator de carga crítico, provocando num aumento do seu diâmetro, peso e superfície exposta ao vento.

De acordo com a norma EN 50341, a carga mínima de gelo pode ser modelada como uma manga de gelo uniforme, com uma massa volumétrica de gelo de 900 kg/m³. As cargas de gelo devem ser consideradas em zonas situadas a altitudes superiores a 600 metros, nos seguintes distritos portugueses: Viana do Castelo, Braga, Vila Real, Bragança, Porto, Viseu, Guarda, Castelo Branco, Coimbra e Portalegre [30].

A espessura da manga de gelo é definida a partir dessa altitude, conforme ilustrado na Tabela 3.3.

TABELA 3.3: Espessura da manga de gelo em função da altitude da linha.

Altitude [m]	Espessura da Manga de Gelo [mm]
600 - 700	10
700 - 800	12
800 - 900	14
900 - 1000	16

O peso específico do gelo é obtido através da equação (3.53) [11]:

$$p_{gelo} = \frac{\gamma_{gelo} \cdot \pi}{4} \cdot [(ø + 2 \cdot e)^2 - ø^2] \quad [\text{daN/m}] \tag{3.53}$$

Onde:

- γ_{gelo} - Massa volúmica do gelo [kg/m³];
- ø - Diâmetro do cabo [mm];
- e - Espessura da manga de gelo [mm];

3.2.3.3 Ação do Vento

A determinação da força exercida pelo vento pode ser realizada com base em diferentes normativos, nomeadamente o RSLEAT e a norma europeia EN50341.

Em ambas as abordagens, considera-se o coeficiente de redução[9,10], que assume o valor de 0,6 para condutores e cabos de guarda e 1,0 para apoios, travessas e isoladores, bem como o coeficiente de forma[11], dependente do tipo e diâmetro do cabo, conforme indicado na Tabela3.4 [22].

TABELA 3.4: Coeficiente de forma para condutores, cabos e isoladores.

Tipo	Diâmetro [mm]	Coef. de Forma
Condutores nus e cabos de guarda	$\leq 12,5$	1,2
	$12,5 < d \leq 15,8$	1,1
	$> 15,8$	1,0
Cabos isolados em feixe (torçada)	-	1,3
Cabos auto-suportados e cabos tipo 8	-	1,8
Isoladores	-	1,0

Abordagem segundo o RSLEAT

De acordo com o RSLEAT, a força do vento é considerada paralela à direção da sua velocidade e é expressa pela equação (3.54) [12]:

$$F_v = a \cdot c \cdot q \cdot (\varnothing + 2 \cdot e) \cdot 10^{-3} \quad [\text{daN/m}] \tag{3.54}$$

Onde:

- a – Coeficiente de redução aerodinâmico;
- c – Coeficiente de forma dos condutores;
- q – Pressão dinâmica do vento [Pa];
- $\varnothing$ – Diâmetro do cabo [mm];
- e – Espessura da manga de gelo [mm].

A pressão dinâmica do vento (q)[12] varia em função da altura acima do solo e o estado atmosférico, de forma linear, assim como representado na Tabela 3.5 [22].

TABELA 3.5: Valores da pressão dinâmica do vento em função da altura.

Altura Acima do Solo [m]	Pressão Dinâmica q [Pa]	
	Vento Máximo	Vento Reduzido
< 30	750	300
$30 \leq h \leq 50$	900	360
> 50	1050	420

[9] Artigo 14.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[10] Cláusula 4.2.2.4.1, secção PT.2., EN 50341-3-13:2001.
[11] Artigo 15.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro
[12] Artigo 13º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.

Abordagem segundo a norma europeia EN 50341

Para o dimensionamento segundo a norma europeia EN 50341[13], que estabelece uma metodologia mais detalhada para a determinação das ações climáticas, o território nacional encontra-se subdividido em duas zonas distintas para a ação do vento, definidas em função da exposição e da altitude.

- **Zona A:** Abrange a totalidade do território, excluindo as áreas classificadas como Zona B;
- **Zona B:** Inclui as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, bem como as regiões continentais situadas numa faixa de 5,00 km de largura ao longo da linha de costa e as zonas localizadas a altitudes superiores a 600 metros.

A força do vento (Q_w) atuando perpendicularmente sobre um elemento da linha é determinada pela expressão geral (3.55).

$$Q_w = q_h(h) \cdot G_q \cdot G_c \cdot C_c \cdot A \quad [\text{daN}] \tag{3.55}$$

Em que:

- $q_h(h)$ – Pressão dinâmica do vento à altura h [daN/m²];
- G_q – Fator de rajada, assumindo o valor 1,00[14];
- G_c – Coeficiente de redução;
- C_c – Coeficiente de forma;
- A – Área projetada da superfície exposta ao vento [m²].

O fator de forma (C_c) definido pela norma apresenta-se semelhante aos valores indicados na Tabela 3.4 para condutores nus e cabos de guarda.

O cálculo da pressão dinâmica do vento (q_h) é efetuado com base na velocidade de referência do vento (V_R), correspondente a um período de retorno de 50 anos. Os valores de V_R para cada zona encontram-se apresentados na Tabela 3.6.

TABELA 3.6: Velocidades de referência do vento segundo a EN 50341 [30].

Velocidade	Zona A	Zona B
$V_{\text{média}}$ [m/s]	20	22
V_g (rajada) [m/s]	30	33
V_R (referência) [m/s]	30	33

A velocidade do vento (V_h), ao contrário do RSLEAT, varia de forma exponencial em função da altura (h) acima do solo, sendo, para $h > 20$ m, determinada pela expressão (3.56):

$$V_h = V_R \cdot \left(\frac{h}{10}\right)^{0,2} \quad [\text{m/s}] \tag{3.56}$$

[13] Cláusula 4.2. PT, EN 50341-3-13:2001
[14] Cláusula 4.2.2.4.1, secção PT.1., EN 50341-3-13:2001

A pressão dinâmica do vento (q_h) é então calculada pela equação (3.57):

$$q_h = 0,5 \cdot \rho_{\text{ar}} \cdot V_h^2 \quad [\text{Pa}] \tag{3.57}$$

Em que ρ_{ar} é a densidade do ar, assumida como $1,225$ kg/m^3 à temperatura de 15 °C.

Os valores da pressão dinâmica do vento[15], apresentados na Tabela 3.7, resultam da aplicação das expressões definidas, considerando a variação da velocidade do vento com a altura.

TABELA 3.7: Pressão dinâmica do vento em função da altura h e da zona de vento [30].

Altura [m]		**0**	**10**	**20**	**30**	**40**	**50**	**60**	**70**	**80**	**90**
$\mathbf{q_h}$ **[Pa]**	**Zona A**	727	727	727	855	960	1049	1129	1201	1266	1328
	Zona B	880	880	880	1035	1161	1270	1366	1453	1532	1606

3.2.3.4 Coeficientes de Sobrecarga Mecânica

O coeficiente de sobrecarga representa o efeito das ações atmosféricas sobre o peso próprio dos condutores, nomeadamente vento e gelo, influenciando o seu comportamento mecânico. Matematicamente, define-se como o quociente entre a força resultante das ações sobre o condutor e o seu peso específico, conforme expressa a equação (3.58) [6].

$$m = \frac{F_r}{p_{cond}} = \frac{\sqrt{(p_{cond} + p_{gelo})^2 + F_{vento}^2}}{p_{cond}} \tag{3.58}$$

Em que:

- m – Coeficiente de sobrecarga (adimensional);
- F_R – Força resultante das forças atuantes no condutor $[$daN/m$]$;
- p_{cond} – Peso linear do cabo $[$daN/m$]$;
- p_{gelo} – Peso linear do gelo acumulado sobre o cabo $[$daN/m$]$;
- F_{vento} – Força do vento aplicada ao cabo $[$daN/m$]$.

O coeficiente de sobrecarga é considerado unitário, no estado de verão (m_v), uma vez que que não existe a presença de vento, nem de gelo, assim como representado na equação (3.59).

$$m_v = \frac{\sqrt{(p_{cond} + 0)^2 + 0}}{p_{cond}} = 1 \tag{3.59}$$

No estado da primavera (m_p), face à ausência de gelo, o valor de p_{gelo} é desconsiderado, resultando na equação (3.60).

$$m_p = \frac{\sqrt{(p_{cond} + 0)^2 + F_{vento}^2}}{p_{cond}} = \frac{\sqrt{p_{cond}^2 + F_{vento}^2}}{p_{cond}} \tag{3.60}$$

[15] Cláusula 4.2.2, secção PT.1., EN 50341-3-13:2001

3.2.4 Equação de Estados

A equação de estados determina a tração num vão L em diferentes estados atmosféricos, considerando a tração num estado conhecido, coeficientes de sobrecarga, as temperaturas e as características do condutor, sendo expressa pela equação (3.61) [6].

$$\theta_i + \frac{t_i}{\alpha \cdot E} - \frac{m_i^2 \cdot p_{cond}^2 \cdot L_h^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma^2 \cdot t_i^2} = \theta_j + \frac{t_j}{\alpha \cdot E} - \frac{m_j^2 \cdot p_{cond}^2 \cdot L_h^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma^2 \cdot t_j^2} \tag{3.61}$$

Onde:

- θ_i, θ_j - Temperaturas nos estados i e j [°C];
- t_i, t_j - Tração do condutor nos estados i e j [daN/mm^2];
- α - Coeficiente de dilatação térmica [°C^{-1}];
- E - Módulo de elasticidade [daN/mm^2];
- m_i, m_j - Coeficientes de sobrecarga nos estados i e j;
- p_{cond} - Peso linear do condutor [daN/m];
- L_h - Comprimento do vão [m];
- σ - Secção do condutor [mm^2].

3.2.5 Determinação da Tração de Montagem

A tração de montagem é determinada através da equação de estados, considerando a variação da temperatura θ_j no estado de verão em intervalos de 5 °C, assumindo-se um coeficiente de sobrecarga unitário por se tratar de uma montagem sem gelo e vento, sendo comparada com o estado mais desfavorável para avaliar a sua conformidade [6].

Para determinar o estado atmosférico mais desfavorável é necessário conhecer o vão crítico (L_{cr}) e vão equivalente (L_{eq}).

3.2.5.1 Vão Crítico

O vão crítico (L_{cr}) define-se como o vão para o qual a tração de serviço máxima, t_{serv}, é a mesma nos dois estados atmosféricos analisados, conforme a equação (3.62).

$$\theta_1 + \frac{t_{serv}}{\alpha \cdot E} - \frac{(m_1)^2 \cdot p_{cond}^2 \cdot L_{cr}^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma^2 \cdot t_{serv}^2} = \theta_2 + \frac{t_{serv}}{\alpha \cdot E} - \frac{(m_2)^2 \cdot p_{cond}^2 \cdot L_{cr}^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma^2 \cdot t_{serv}^2} \tag{3.62}$$

Resolvendo a equação em ordem a L_{cr}, obtém-se a seguinte expressão, (3.63):

$$L_{cr} = \frac{\sigma \cdot t_{serv}}{p_{cond}} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)}{(m_2)^2 - (m_1)^2}} \tag{3.63}$$

Em que:

- σ - Secção do condutor [mm^2];

- t_{serv} - Tração de serviço do condutor [daN/mm^2];
- p_{cond} - Peso linear do condutor [daN/m];
- α - Coeficiente de dilatação linear térmica do condutor [$^\circ$C^{-1}];
- θ_1, θ_2 - Temperaturas nos estados atmosféricos de inverno e primavera, respetivamente [$^\circ$C];
- m_1, m_2 - Coeficientes de sobrecarga nos estados de inverno e primavera, respetivamente;
- E - Módulo de elasticidade do material do condutor [N/m^2].

3.2.5.2 Vão Equivalente

O vão equivalente (L_{eq}), ou cantão, é um vão fictício no qual as variações da tração mecânica devidas às variações da carga e da temperatura são equivalentes às dos vãos reais.

- **Vão em Nível**;
  A fórmula do vão equivalente para um cantão em nível é dada pela equação (3.64):

$$L_{eq} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{N} L_i^3}{\sum_{i=1}^{N} L_i}} \quad [m] \tag{3.64}$$

  Onde:

  - $\sum_{i=1}^{N} L_i$ - Somatório dos comprimentos dos vãos do cantão [m].

- **Vão em Desnível**;
  Para um cantão em desnível, também conhecido como cenário montanhoso, a expressão para o vão equivalente é dada pela equação (3.65), através da expressão (3.66):

$$L_{eq} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N} L_i^5}{\sum_{i=1}^{N} b_i^2 \cdot L_i}} \quad [m] \tag{3.65}$$

  com:

$$b_i = \sqrt{L_i^2 + h_i^2} \quad [m] \tag{3.66}$$

  Em que:

  - h_i - Diferença de cotas entre os apoios, incluindo a altura destes [m];
  - $\sum_{i=1}^{N} L_i$ - Somatório dos comprimentos dos vãos do cantão [m].

3.2.5.3 Estado Mais Desfavorável

A identificação do estado atmosférico mais desfavorável exige, numa fase inicial, a determinação dos coeficientes de sobrecarga, bem como dos valores do vão equivalente e do vão crítico previamente analisados. Para tal, é necessário comparar os coeficientes de sobrecarga relativos aos períodos de Inverno e Primavera e, caso o valor correspondente ao Inverno seja superior ao da Primavera, o vão crítico assume um valor imaginário, tornando desnecessária a sua determinação. Caso contrário, é necessário calcular os valores do vão crítico e do vão equivalente

de um cantão. A sistematização deste processo é ilustrada no fluxograma de apoio à decisão apresentado na Figura 3.7, o que facilita a identificação do estado atmosférico mais desfavorável.

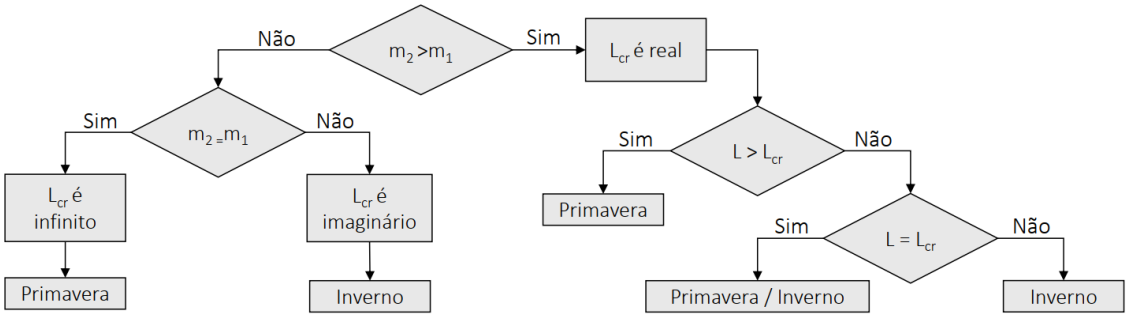


FIGURA 3.7: Diagrama de decisão do estado mais desfavorável.

Considerando m_1 e m_2 como os coeficientes de sobrecarga do Inverno e da Primavera, respetivamente, a interpretação do fluxograma de apoio à decisão permite obter as seguintes conclusões:

- Se $m_2 = m_1$, o vão crítico é infinito e o estado mais desfavorável ocorre na Primavera;
- Se $m_2 < m_1$, o vão crítico é imaginário e o estado mais desfavorável ocorre no Inverno;
- Se $m_2 > m_1$:
  - Para vãos inferiores ao vão crítico ($L < L_{cr}$), o estado mais desfavorável corresponde ao Inverno;
  - Para vãos superiores ao vão crítico ($L > L_{cr}$), o estado mais desfavorável sucede na Primavera;
  - Para vãos iguais ao vão crítico ($L = L_{cr}$), o estado mais desfavorável é semelhante nos períodos de inverno e primavera.

3.2.6 Parâmetro da Catenária e Cálculo da Flecha Máxima

Os condutores das linhas aéreas estão sujeitos a deformações elásticas e ações externas, assumindo um equilíbrio representado pela curva catenária, que corresponde a configuração de um condutor idealmente flexível suspenso entre dois apoios. A equação da catenária permite determinar com precisão a distribuição dos esforços ao longo do condutor e a sua posição de equilíbrio, sendo matematicamente expressa pela equação (3.67) [6].

$$y = P_c \cdot \cosh\left(\frac{x}{P_c}\right) - P_c \tag{3.67}$$

Onde:

- y - Distância vertical entre o plano onde a tangente à curva é horizontal e um ponto da catenária $[m]$;
- P_c - Parâmetro da catenária $[m]$;
- x - Distância horizontal entre o plano onde a tangente à curva é horizontal e um ponto da catenária $[m]$.

O parâmetro da catenária, P_c, é determinado pela seguinte expressão, (3.68):

$$P_c = \frac{t_i \cdot \sigma}{p_{cond}} \quad (m) \tag{3.68}$$

Onde:

- t_i - Tração de montagem do condutor no estado atmosférico i $[daN/mm^2]$;
- σ - Secção do condutor $[mm^2]$;
- p_{cond} - Peso linear do condutor $[daN/m]$.

Embora a equação da catenária proporcione um cálculo mais preciso da distribuição dos esforços ao longo do condutor, o seu uso exige o cálculo da função cosseno hiperbólico.

Para simplificar a análise mecânica de linhas elétricas aéreas, é comum aproximar a curva da catenária por uma parábola, conforme ilustrado na Figura 3.8, uma vez que ambas as curvas coincidem nos pontos de fixação do condutor nos apoios e apresentam diferenças desprezáveis na dimensão da flecha do condutor.

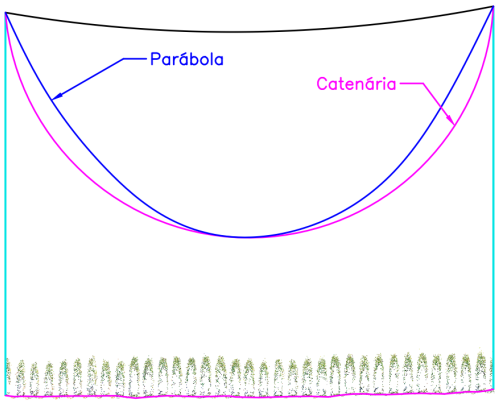


FIGURA 3.8: Representação da aproximação entre catenária e a parábola.

A flecha do condutor, f, corresponde à distância entre o ponto do cabo onde a tangente é paralela à reta que une os apoios e a interseção da vertical que passa por esse ponto com a reta, não tendo em consideração a ação do vento, podendo ser obtida através da equação (3.69) [6].

$$f = \frac{x^2}{2 \cdot P_c} \tag{3.69}$$

Onde:

- f - Flecha do condutor ou cabo de guarda $[m]$;
- x - Distância horizontal a partir do ponto médio do vão $[m]$;
- P_c - Parâmetro da catenária $[m]$.

No entanto, a substituição da catenária por uma parábola conduz a uma subestimação da flecha, o que pode originar erros significativos em vãos de elevado comprimento ou com um desnível acentuado. Esta aproximação permite utilizar a equação (3.69) para vãos em patamar e para vãos em desnível, conceitos que serão analisados na próxima secção.

3.2.6.1 Vão em Nível

Um vão em nível é aquele em que os pontos de fixação de um condutor em dois apoios consecutivos estão no mesmo plano horizontal, conforme ilustrado na Figura 3.9.

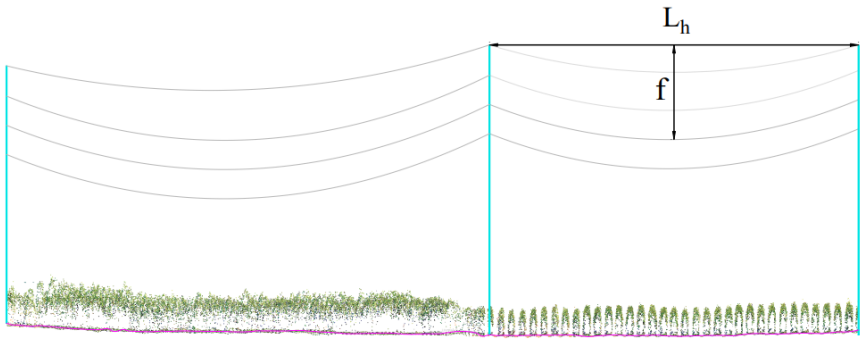


FIGURA 3.9: Representação de vãos em nível.

A flecha máxima, f_{max}, ocorre a meio do vão e é dada pela expressão (3.70) [11]:

$$f_{max} = \frac{\left(\frac{L_h}{2}\right)^2}{2 \cdot P_c} = \frac{L_h^2}{8 \cdot P_c} = \frac{m \cdot p_{cond} \cdot L_h^2}{8 \cdot \sigma \cdot t_i} \quad (m) \tag{3.70}$$

Onde:

- m - Coeficiente de sobrecarga (adimensional);
- p_{cond} - Peso linear do condutor $[daN/m]$;
- L_h - Comprimento do vão $[m]$;
- σ - Secção do condutor $[mm^2]$;
- t_i - Tração de montagem do condutor no estado atmosférico i $[daN/mm^2]$.

3.2.6.2 Vãos em Desnível

O vão em desnível corresponde a um vão em que os pontos de fixação de um condutor em dois apoios consecutivos não estão no mesmo plano horizontal, conforme ilustrado na Figura 3.10.

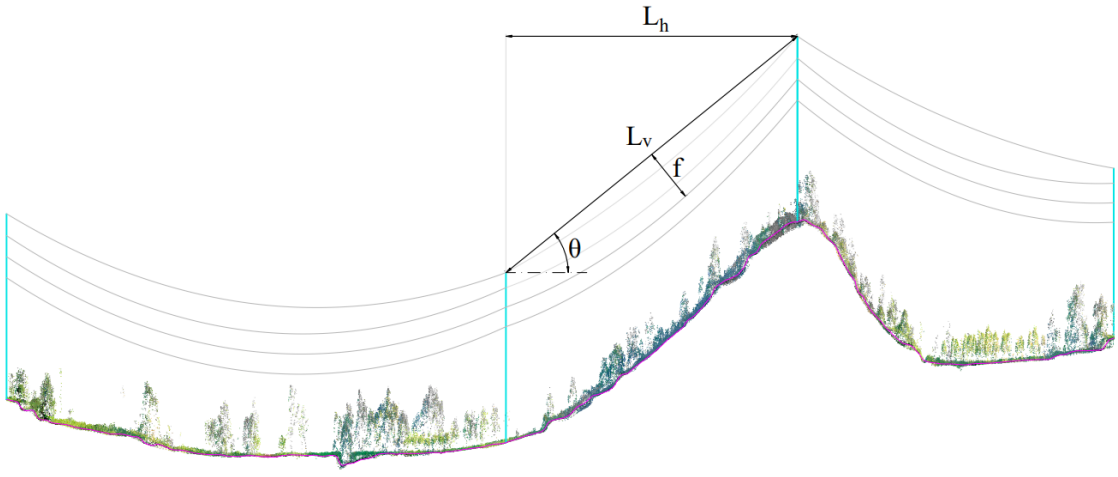


FIGURA 3.10: Representação de vãos em desnível.

Neste caso, consideram-se duas medidas de comprimento L_v, correspondente ao vão real, e L_h, correspondente à distância entre os dois apoios, em plano horizontal, sendo a relação entre elas dada pela equação (3.71), onde θ é o ângulo de inclinação do cabo em relação ao plano L_h, medido entre o ponto de apoio e o ponto mais baixo do cabo [27]:

$$L_h = L_v \cdot \cos(\theta) \tag{3.71}$$

Para este tipo de vãos, a flecha é dada pela equação (3.72):

$$f = \frac{L_h \cdot L_v}{8 \cdot p} = \frac{m \cdot p_{cond} \cdot L_h \cdot L_v}{8 \cdot \sigma \cdot t_i} \quad (m) \tag{3.72}$$

Em que:

- f – Flecha do condutor $[m]$;
- L_h – Comprimento do vão em projeção horizontal $[m]$;
- L_v – Comprimento real do vão $[m]$;
- p – Carga admissível de tração $[daN]$;
- m – Coeficiente de sobrecarga (adimensional);
- p_{cond} – Peso linear do condutor $[daN/m]$;
- σ – Secção do condutor $[mm^2]$;
- t_i – Tração de montagem do condutor no estado atmosférico i $[daN/mm^2]$.

3.2.7 Estabilidade dos Apoios

O estudo da estabilidade dos apoios de uma linha aérea garante a integridade estrutural e operacional da rede elétrica, face à resistência das forças do vento sobre os condutores, às cargas verticais nos pontos de fixação, bem como às trações nos vãos adjacentes. Para realizar o dimensionamento dos apoios, é necessário considerar os esforços mecânicos a que estarão sujeitos, incluindo as forças longitudinais, transversais e verticais, conforme mencionado no capítulo 2.3.5.

O dimensionamento dos apoios é efetuado de acordo com os artigos 56.º a 62.º do RSLEAT, que definem as hipóteses de cálculo para cada tipo de apoio, dividindo-se em três cenários distintos:

- Hipótese 1: Condição de vento perpendicular à linha.
- Hipótese 2: Condição sem vento.
- Hipótese 3: Situação em que ocorre a rotura de um cabo, provocando torção no apoio.

A Tabela 3.8 resume os principais tipos de apoios e os respetivos artigos no RSLEAT [12].

TABELA 3.8: Tipos de apoios e referências no RSLEAT.

Tipo de Apoio	**RSLEAT DR 1/92**
Apoios de alinhamento e ângulo	Artigos 56.º e 57.º
Apoios de derivação	Artigo 58.º

Continua na página seguinte

Tipo de Apoio	RSLEAT DR 1/92
Apoios de reforço em alinhamento e reforço em ângulo	Artigos 59.º e 60.º
Apoios de reforço em derivação	Artigo 61.º
Apoios de fim de linha	Artigo 62.º

3.2.8 Desvio Transversal da Cadeia de Isoladores em Suspensão

O desvio transversal das cadeias de isoladores em suspensão, provocado pela ação do vento, conduz à aproximação dos condutores de fase à estrutura de suporte, podendo comprometer as distâncias de segurança. A avaliação deste fenómeno não se baseia num limite angular prescritivo, mas na verificação de que, em todas as condições operacionais, são respeitadas as distâncias mínimas à massa, prevenindo a ocorrência de descargas disruptivas por contornamento elétrico.

Para esta verificação, calcula-se o ângulo de desvio da cadeia (δ) com base no equilíbrio das forças aplicadas, conforme a equação (3.73), considerando, para o efeito, metade da pressão dinâmica característica do vento à temperatura de 15 °C [12][16].

$$\delta = \tan^{-1}\left(\frac{F_{V_{Cond}} + \frac{F_{V_{isol.}}}{2}}{P_{cond} + \frac{P_{isol.}}{2}}\right) \quad [Grd] \tag{3.73}$$

Onde:

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

O cálculo do ângulo δ permite determinar a posição espacial do condutor sujeita ao desvio transversal provocado pela ação do vento, possibilitando a verificação do afastamento entre condutores e elementos aterrados da estrutura com base nos limites regulamentares[17], os quais definem as distâncias mínimas admissíveis entre partes ativas e os apoios.

Nem o RSLEAT, nem a Especificação Técnica da Redes Energéticas Nacionais (REN) ou a norma EN 50341 estabelecem um valor fixo para o ângulo de inclinação da cadeia de isoladores, adotando uma abordagem centrada na validação direta das distâncias mínimas de segurança entre condutores e componentes aterrados da estrutura.

Neste contexto, a Especificação Técnica da REN refere que *"a inclinação das cadeias é compatível com as distâncias de segurança à massa"*, reforçando que o critério determinante é o cumprimento dos afastamentos regulamentares entre condutores e estruturas metálicas, mesmo sob deflexão transversal, conforme sistematizado na Tabela 3.9.

A magnitude desse desvio depende significativamente da geometria dos vãos, sendo normalmente inferior em vãos de nível, onde a carga vertical exercida sobre a cadeia é máxima, e superior em vãos em desnível, nos quais a componente vertical do peso do condutor aplicada no apoio superior é reduzida, amplificando o efeito do vento transversal.

[16] Artigo 12.º e 33.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[17] Artigo 33.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.

3.2.9 Ângulo de Enrolamento dos Condutores nas Cadeias de Isoladores em Suspensão

A configuração de fixação dos condutores às cadeias de suspensão condiciona diretamente o ângulo de enrolamento δ no ponto de fixação, conforme representado na Figura 3.11.

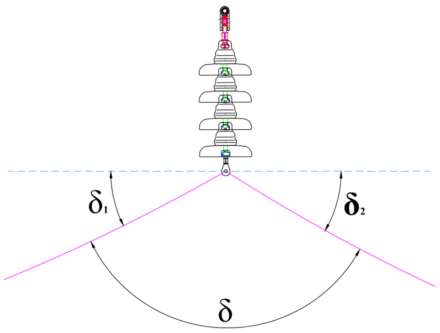


FIGURA 3.11: Ângulo de enrolamento do condutor nas cadeias de isoladores [11].

De forma a evitar a aplicação de esforços excessivos nos condutores e danos por dobragem excessiva nos pontos de fixação, o ângulo de enrolamento mínimo admissível na fixação é de 167 grados, e pode ser calculado através da equação (3.74), [11].

$$\delta = 200 - (\delta_1 + \delta_2) \quad [grados] \tag{3.74}$$

Em que:

- δ_1 – Ângulo entre o condutor e o plano horizontal no lado montante da cadeia [grados];
- δ_2 – Ângulo entre o condutor e o plano horizontal no lado jusante da cadeia [grados].

A contribuição de cada um dos lados da cadeia de isolador é calculada através da equação (3.75).

$$\tan \delta_i = \frac{h \pm 4 \cdot f}{L_h}, \quad [grados] \tag{3.75}$$

Onde:

- h – Altura do ponto de fixação do condutor [m];
- f – Flecha do condutor [m];
- L_h – Comprimento do vão [m];
- i – Índice que representa o lado montante (i=1) e jusante (i=2) da cadeia.

O correto dimensionamento do ângulo de enrolamento é fundamental para evitar inflexões que comprometam a estabilidade mecânica das cadeias de isoladores, assegurando, simultaneamente, a integridade estrutural da linha aérea.

3.2.10 Distâncias de Segurança Regulamentares e Recomendadas

Na Tabela 3.9 apresentam-se as distâncias mínimas de segurança definidas pelo RSLEAT, bem como os valores recomendados pela E-Redes para linhas de Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT), relativas a condutores nus nas condições de flecha máxima [40].

Onde:

- f – Flecha máxima dos condutores, em metros;
- U – Tensão nominal da linha, em kV;
- D_{cad} – Comprimento das cadeias de suspensão, em metros;
- k – Coeficiente dependente da natureza dos condutores (0,6 para condutores de cobre, bronze, aço e alumínio-aço; 0,7 para condutores de alumínio e ligas de alumínio);
- h – Maior altura das embarcações que circulam na área, medida acima do nível das águas;
- L_A – Distância mínima dos apoios da linha de alta tensão ao eixo da via;
- L_B – Distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha de alta tensão;
- L_C – Distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha superior.

TABELA 3.9: Distâncias de segurança do RSLEAT e valores recomendados pela E-Redes [40].

Obstáculo	**RSLEAT DR**	**Expressão da**	**Mínimo Recomendado**	
	1/92, Art. nº	**Distância mínima D [m]**	**MT [m]**	**AT [m]**
Ao solo	27	$D = 6,0 + 0,005 \cdot U$	7,00	8,00
Às árvores[9]	28	$D = 2,0 + 0,0075 \cdot U$	2,50	3,50
Aos edifícios	29	$D = 3,0 + 0,0075 \cdot U$	4,00	5,00
A obstáculos diversos	30	$D = 2,0 + 0,0075 \cdot U$	3,00	8,00
Entre condutores MT	31	$D = 0,75 \cdot k\sqrt{f + D_{\text{cad}}} + U/200$	0,45	-
Entre condutores AT	31	$D = k\sqrt{f + D_{\text{cad}}} + U/150$	-	0,50
Entre condutores MT e cabos de guarda	32	$D = 0,75 \cdot k\sqrt{f + D_{\text{cad}}} + U/200$	0,45	-
Entre condutores AT e cabos de guarda	32	$D = k\sqrt{f + d} + U/150$	-	0,50
Aos apoios (em repouso)	33	$D = 0,1 + 0,0065 \cdot U$	0,15	0,50[10]
Aos apoios (desviados pelo vento)	33	$D = 0,0065 \cdot U$	0,15	0,40[10]
Às estradas (AE. IP. IC)[11]	91+92	$D = 6,3 + 0,01 \cdot U$	7,00	9,00 a 10,00
Outras vias de comunicação[12]	91+92	$D = 6,3 + 0,01 \cdot U$	7,00	9,00 a 10,00
Aos cursos de água não navegáveis	93	$D = 6,0 + 0,005 \cdot U$	7,00	8,00
Aos cursos de água navegáveis	94	$D = 1,5 + 0,005 \cdot U + h$	2,00 + h	2,00 + h
Aos teleféricos	95	$D = 3,3 + 0,01 \cdot U$	4,00	5,00
Aos caminhos-de-ferro não eletrificados[11],[14]	100+103	$D = 6,3 + 0,01 \cdot U$	7,00	7,00
Aos caminhos-de-ferro c/ eletrificação prevista[11],[14]	101+103	$D = 11,0 + 0,01 \cdot U + 0,005 \cdot L_A$	13,50	13,50
À linha de contacto (C.F. eletrificado)[11],[14]	102+103	$D = 1,5 + 0,01 \cdot U + 0,005 \cdot L_B$	3,00	3,00
Às linhas AT/MT/BT	109	$D = 1,5 + 0,01 \cdot U + 0,005 \cdot L_C$	2,00	3,00
Aos apoios da linha superior	110	$D = 2,0 + 0,0075 \cdot U$	-	3,00
Às linhas de telecomunicações (cruz. superior)[11],[14]	113+114	$D = 1,5 + 0,01 \cdot U + 0,005 \cdot L$	2,00	3,00

[9] De acordo com o Art.º 28.º do RSLEAT, deve ser garantida uma faixa de serviço com 5,00 m de largura, centrada no eixo da linha, destinada ao corte ou decote de árvores para viabilizar a montagem e manutenção. A zona de proteção deve ter 15,00 m para linhas a MT e 25,00 m para linhas AT. Nesta zona, é obrigatório remover ou reduzir árvores sempre que não se verifique a distância mínima de segurança, incluindo situações de eventual queda, devendo ser assegurada uma separação mínima de 1,50 m face aos condutores, considerando a flecha máxima sem vento [40].

[10] Deverá considerar-se o previsto no Guia de Coordenação de Isolamento [40].

[11] Distância na Horizontal dos apoios ao obstáculo de 5,00 metros.

[12] Distância na Horizontal dos apoios ao obstáculo de 3,00 metros.

[13] Ângulo mínimo de cruzamento de 15,00 graus.

[14] Distância na Horizontal dos apoios ao obstáculo de 2,00 metros em MT e 3,00 metros em AT.

Salvo valores distintos estabelecidos por disposições regulamentares, as distâncias mínimas de segurança dos condutores adotadas pela REN encontram-se sistematizadas na Tabela 3.10.

TABELA 3.10: Distâncias mínimas de segurança preconizadas pela REN.

Obstáculo	**150 kV [m]**	**220 kV [m]**	**400 kV [m]**
Solo	10,00	12,00	14,00
Árvores	4,00	5,00	8,00
Edifícios	5,00	6,00	8,00
Estradas	11,00	12,00	16,00
Vias férreas eletrificadas[15]	14,00	15,00	16,00
Vias férreas não eletrificadas	11,00	12,00	15,00
Outras linhas aéreas[15]	4,00	5,00	7,00
Obstáculos diversos	4,00	5,00	7,00

Adicionalmente, de forma análoga às linhas de distribuição de energia, e em conformidade com o Art.º 28.º do RSLEAT, deve ser garantida uma faixa de serviço com 5,00 m de largura, centrada no eixo da linha, destinada ao corte ou decote de árvores, de modo a viabilizar a montagem e manutenção.

A zona de proteção deve estender-se até 45,00 m para linhas de Muito Alta Tensão (MAT), onde é obrigatória a remoção da vegetação sempre que não se assegure a distância mínima de segurança, incluindo situações de possível queda, devendo garantir-se uma separação mínima de 1,50 m face aos condutores, considerando a flecha máxima em ausência de vento.

[15] Considerando o ponto de cruzamento a 200 metros do apoio mais próximo.

Capítulo 4

Ferramentas de Cálculo Aplicadas ao Projeto de Linhas Aéreas

Este capítulo apresenta as principais ferramentas aplicadas no projeto de linhas aéreas de energia elétrica, com destaque para a aplicação ***PowerFlowCalc***, desenvolvida no contexto da presente dissertação para a automatizar os cálculos associados ao trânsito de potência e ao cálculo dos campos elétrico e magnético em linhas aéreas de transporte e distribuição. Para além desta ferramenta, são também apresentadas as aplicações *CLINHAS* e *PLS-CADD*, utilizadas na elaboração do traçado e no estudo da viabilidade estrutural e mecânica das linhas elétricas.

4.1 *PowerFlowCalc*

O *PowerFlowCalc* constitui uma aplicação desenvolvida especificamente no âmbito do presente trabalho, e tem como principal objetivo automatizar o cálculo do trânsito de potências e do impacto dos campos elétricos e magnéticos em linhas aéreas de transporte e distribuição de energia elétrica, com base nos parâmetros apresentados no Capítulo 3. A ferramenta foi concebida em Microsoft Excel, recorrendo à linguagem de programação *Visual Basic for Application* (VBA), devido à sua simplicidade, facilidade de integração com a lógica computacional e estrutura modular baseada em folhas de cálculo. A automatização destas operações visa reduzir a suscetibilidade a erros manuais decorrentes de cálculos repetitivos e garantir maior uniformidade nos critérios de análise técnica aplicados.

A análise do mercado de ferramentas para o projeto de linhas aéreas evidencia limitações, não em termos técnicos, mas financeiros, uma vez que as soluções comerciais existentes, como o *PLS-CADD*, embora completas, apresentam custos de licenciamento elevados. Por sua vez, ferramentas acessíveis como o *CLINHAS* limitam-se à análise mecânica, não integrando cálculos elétricos, o que evidencia a ausência de uma solução acessível, dedicada à análise elétrica. Adicionalmente, identificou-se uma limitação relevante na análise de configurações de três e quatro condutores por feixe, dado que as ferramentas existentes não permitem determinar os parâmetros elétricos destas linhas. Para colmatar esta lacuna, a *PowerFlowCalc* foi desenvolvida como uma solução modular e de baixo custo, capaz de integrar o cálculo do trânsito de potência, das perdas, da queda de tensão e a modelação de campos eletromagnéticos em linhas simples e duplas, incluindo configurações com feixes múltiplos até quatro condutores por feixe.

A escolha da plataforma Excel com VBA deve-se à sua ampla disponibilidade no meio técnico, à facilidade de integração com outras ferramentas de engenharia e à organização em folhas de cálculo, o que permite gerir e relacionar de forma eficiente os dados usados nos processos de simulação e cálculo, garantindo consistência nos resultados. A descrição detalhada da ferramenta é apresentada ao longo deste capítulo e complementada pela demonstração prática incluída no Anexo A.

4.1.1 Bases de Dados

Como suporte aos diversos procedimentos de cálculo, a ferramenta *PowerFlowCalc* recorre a folhas de dados acessíveis e ocultas, compiladas a partir de catálogos de fabricantes e normas técnicas da *E-Redes* e da Redes Energéticas Nacionais (REN). Estas bases de dados estão estruturadas em diferentes categorias, organizadas segundo o tipo de componente elétrico modelado.

4.1.1.1 Condutores e Cabos de Guarda

A base de dados de cabos, presente no Anexo A.4(Figura A.12), integra as especificações técnicas dos condutores e dos cabos de guarda utilizados em linhas aéreas de transporte e distribuição de energia elétrica. Esta dados são fundamentais para os cálculos de trânsito de potência, avaliação de perdas e determinação dos campos elétricos e magnéticos. Os parâmetros armazenados incluem nomeadamente o tipo de material, a secção transversal, o diâmetro exterior, o coeficiente de variação da resistência elétrica com a temperatura e a resistência elétrica a 20 °C em Corrente Contínua (CC).

Foram considerados cabos do tipo alumínio AA (*All Aluminium*), cabos com núcleo composto de carbono ACCC (*Aluminium Conductor Composite Core*), cabos de alumínio com alma de aço ACSR (*Aluminium Conductor Steel-Reinforced*) e cabos de guarda com fibras óticas integradas do tipo OPGW (*Optical Ground Wire*).

A Tabela 4.1 apresenta as designações comerciais incluídas na base de dados para cada condutor.

TABELA 4.1: Lista de cabos disponíveis na base de dados do *PowerFlowCalc*.

Tipo	Nomenclatura / Designação Comercial
AA	22-AL4 (ASTER 22), 34-AL4 (ASTER 34,4), 55-AL4 (ASTER 54,6), 76-AL4 (ASTER 75,5), 117-AL4 (ASTER 117), 148-AL4 (ASTER 148), 182-AL4 (ASTER 181,6), 228-AL4 (ASTER 228), 288-AL4 (ASTER 288), 366-AL4 (ASTER 366), 479-AL3 (ASTER 479), 570-AL4 (ASTER 570), 851-AL4 (ASTER 851), 1144-AL4 (ASTER 1144), 1596-AL4 (ASTER 1600)
ACCC	*Helsinki, Bern, Copenhaga, Glasgow, Casablanca, Lisbon, Oslo, Amesterdão, Brussels, Stockholm, Warsaw, Dublin, Hamburg, Milan, Rome, Vienna, Budapest, Prague, Munich, London, Paris, Antwerp, Madrid*
ACSR	30, 50 (*Robin*), 90, 130 (*Guinea*), 153 (*Dorking*), 160 (*Partridge*), 235, 325 (*Bear*), 485 (*Zebra*), 517 (*Rail*), 595 (*Zambeze*)
OPGW	AS/AA 40/80 24FO 14,5 kA, AS/AA 32/113 24FO 17 kA, AS/AA 43/103 48FO 17 kA, 90-A3/SA1A-13/5 24FO 17 kA, 98-A3/SA1A-13/4 48FO 17 kA, 124-A3/SA1A-13/5 24FO 25 kA, AS/AA-39/94 40FO 25 kA, 135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA, 155-A3/SA1A-13/5 24FO 31,5 kA, 155-A3/SA1A-13/5 48FO 31,5 kA, AY/ACS 127/28 24FO 17 kA, AY/ACS 148/21 24FO 25 kA, AY/ACS 180/26 24FO 31,5 kA

Para garantir a flexibilidade e a longevidade da ferramenta, foi implementada a funcionalidade de gestão dinâmica da base de dados de cabos, onde o projetista pode, a qualquer momento, adicionar um novo condutor que não conste na lista pré-definida.

Esta funcionalidade é acedida através do botão **"Adicionar Cabo"**, localizado na secção 1.C da folha "1. Preenchimento dos Dados Gerais do Trânsito de Potência". Ao acionar este comando, uma macro em VBA abre um formulário interativo, conforme ilustrado na Figura 4.1, onde o utilizador insere os parâmetros técnicos do novo cabo, como a nomenclatura, o material, o diâmetro, o coeficiente de temperatura e a secção e a resistência CC a 20 °C.

Após a confirmação através do botão ”Introduzir Cabo”, os dados são validados e permanentemente adicionados à base de dados interna, apresentada na Figura A.12, no Anexo A.4.

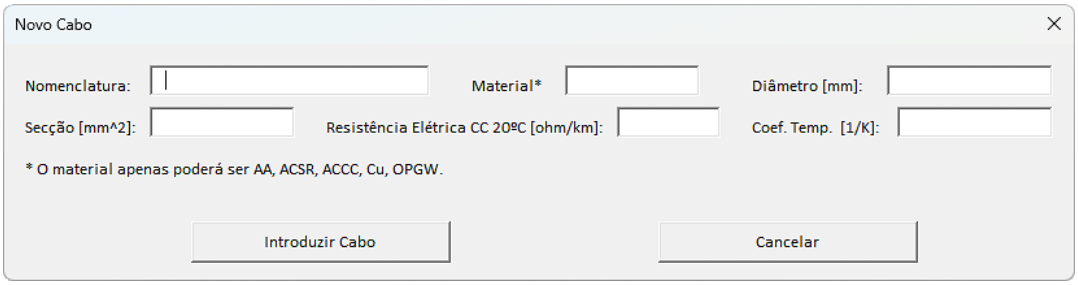


FIGURA 4.1: Formulário para a introdução de um novo cabo na base de dados.

Esta funcionalidade assegura a disponibilidade do novo condutor para seleção em todas as funcionalidades de cálculo da ferramenta, tornando a mesma adaptável a novos projetos.

4.1.1.2 Geometrias dos Cabos

A base de dados da geometria dos cabos, que se encontra oculta para preservar a integridade das fórmulas de cálculo, inclui as coordenadas dos condutores relativas a armações normalizadas, abrangendo configurações de linha simples e dupla, assim como feixes simples, duplos, triplos e quádruplos. Para cada configuração, as geometrias dos cabos são atualizadas, automaticamente, em função da altura do condutor mais próximo do solo, com o intuito de evitar cálculos repetitivos e otimizar o desempenho da ferramenta.

A Tabela 4.2 apresenta as armações atualmente incluídas na base de dados, organizadas segundo o tipo de apoio, o nível de tensão e a configuração geométrica.

TABELA 4.2: Armações incluídas na base de dados de geometrias.

Tipo de Apoio	Tensão	Configuração	Designações de Armações
Betão	MT	Simples	TAN 60, TAN 80, TAN 120, TAL 60, TAL 80, TAL 120, GAL, GAN 80, GAN 120, VAL, VAN, PAL, PAN, HRFSC 80, HRFSC 100, HRFSC 120, EVDAN-MT, EVDAL-MT
Betão	AT	Simples / Dupla	GAL, GAN, EVFR, EVFAN, PALAN-250, PALAN-2625, PRF-300, PRF-2550, EVDAL-AT, EVDAN-AT
Metálico	MT	Simples / Dupla	F10CM, F15CM, F30CM, F30CMR, F45CM, F20MD, F45MD, F65MD, F95MD
Metálico	AT	Simples / Dupla	F20CA, F45CA, F65CA, F95CA, GR, GS, F20CD, F30CD, F65CD, F95CD, F165CD, DR, DS
Metálico	MAT	Simples	MT1G, MTAG, MTR1G, MTR2G, MTA, MTR1, MTR2, MUA_123, MUR_123, MUR_456, MUT, UR_123, UR_456, US, UT, QA, QRA, QRS, QS, QT, Z, ZA, ZR, YA, YLS, YR, YS, YT, YMA, YMR, YMS, YMT, FA, FR, OT1, T1, TA, TE, TR1, TR2, TX, V, VA, VR, VR1

Continua na página seguinte

Tipo de Apoio	Tensão	Configuração	Designações de Armações
Metálico	MAT	Dupla	TCA, TCR, TCS, AWA, AWR, AWS, AWT, BWA, BWR, BWS, BWT, BWGA, BWGR, BWGS, BWGT, CWA, CWA3+6, CWE+6, CWLS, CWR, CWS, CWT, CWT3+6, DTP3, WR, WT, DLA, DLR, DLS, DLT, ELA, ELS, ELT

Contrariamente ao que sucede nos apoios metálicos reticulados, em que a posição de todos os condutores é usualmente definida por uma única estrutura, nos apoios em betão a fixação dos cabos de guarda é realizada através de uma armação de topo específica, estruturalmente independente à armação dos condutores principais.

Para contemplar esta particularidade e assegurar a precisão dos cálculos dos campos elétricos e magnéticos, a ferramenta de cálculo incorpora, na folha "2. Preenchimento dos Dados Gerais do Campo Elétrico e Campo Magnético", a possibilidade de seleção da armação do cabo de guarda, complementar à escolha da armação principal. Esta opção surge, automaticamente, quando é selecionada uma armação correspondente a apoios de betão e é apresentada sob a forma de uma lista suspensa com as diversas tipologias normalizadas, nomeadamente CGAL1, CGAN2, CGAN3, CGR1, PCGAL, PCGAN e PCGRF. A seleção da armação do cabo de guarda permite, de forma direta, a atualização da base de dados da geometria dos cabos, garantindo consistência nos parâmetros utilizados nos cálculos subsequentes.

4.2 Estrutura das Folhas de Cálculo

O ficheiro Excel foi organizado em três categorias de folhas de cálculo, com o objetivo de otimizar a experiência do utilizador e garantir a integridade dos dados e algoritmos implementados.

As folhas visíveis constituem a interface principal, onde o utilizador introduz os dados e consulta os resultados, estando protegidas contra alterações indevidas, exceto nas células especificamente destinadas à inserção de dados.

As folhas ocultas, por sua vez, contêm as bases de dados das geometrias utilizadas pelos algoritmos, podendo ser desocultadas sempre que necessário para consulta ou edição avançada.

Por fim, as folhas invisíveis (*Very Hidden*), configuradas via VBA, funcionam como áreas de suporte ao processamento interno, nomeadamente ao funcionamento do suplemento *Solver*, sendo inacessíveis ao utilizador através da interface gráfica do Excel, o que garante a integridade e fiabilidade dos processos de cálculo implementados.

Esta organização permite manter o foco do utilizador nos dados relevantes para a análise, e, simultaneamente, proteger os mecanismos computacionais subjacentes.

Para maior clareza e transparência, a totalidade das folhas de cálculo visíveis estão representadas no Anexo A, permitindo uma compreensão integral da estrutura e lógica de funcionamento da ferramenta.

4.3 Guia de Utilização e Lógica de Implementação

A utilização da ferramenta *PowerFlowCalc* segue um processo estruturado, que inicia com o preenchimento dos dados de entrada e termina com a análise dos resultados. A transição entre estas fases é controlada pelo utilizador através de botões de comando que executam os

respetivos algoritmos de cálculo, os quais incorporam programação em macros desenvolvidas em VBA bem como fórmulas implementadas nas células.

A implementação foi organizada em dois módulos principais, correspondentes à análise do trânsito de potência e à análise dos campos eletromagnéticos. Esta secção detalha as etapas do fluxo de trabalho, integrando a descrição da interface do utilizador com a explicação da lógica de implementação subjacente a cada funcionalidade.

4.3.1 Navegação Inicial

A interação com a ferramenta tem inicio no ecrã de apresentação, ilustrado na Figura A.1, presente nos anexos, identificando o projeto e as entidades envolvidas.

Ao acionar o botão **"Iniciar →"**, o utilizador é direcionado para o índice principal, apresentado na Figura 4.2, que funciona como painel de controlo centralizado, providenciando acesso aos diferentes módulos de análise. Neste processo, toda a folha de cálculo é reiniciada, sendo apagados todos os dados previamente introduzidos.

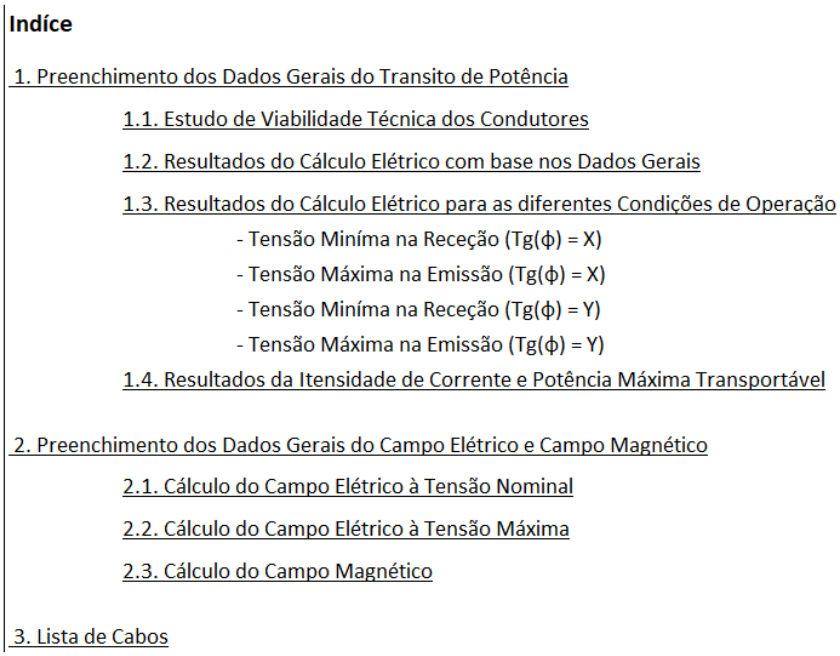


FIGURA 4.2: Índice principal e painel de navegação da ferramenta.

4.3.2 Módulo 1: Análise de Trânsito de Potência

A análise do trânsito de potência permite o dimensionamento elétrico de uma linha aérea, automatizando os cálculos associados.

4.3.2.1 Folha 1: Preenchimento dos Dados Gerais

O ponto de partida para qualquer análise de trânsito de potências é a folha "1. Preenchimento dos Dados Gerais do Trânsito de Potência", ilustrada na Figura 4.3 e no Anexo A.2(Figura A.3), onde a interface está segmentada em três secções para facilitar a inserção dos dados.

1.A Preenchimento dos Dados Gerais do Transito de Potência: S/Condutor

Tipologia da Linha:	
Nº Condutores p/ feixe:	
Faixa de tensão	
Tensão da Linha [kV]:	
Potência a Transportar [MVA]:	
Tan [ϕ]:	
Tan [ϕ] (Dif. Regimes de Carga):	
Comprimento da Linha [km]:	
Temperatura Ambiente [°C](1)	
Temperatura Limite do Condutor [°C]	

(1) - Definir em função da Portaria n.º 596/2010.

Estudo Viabilidade Técnica dos Condutores

Apagar Dados 1.A

Ampacidade e Potência Máxima de Transporte

FIGURA 4.3: Introdução de dados para o cálculo do trânsito de potência.

Na Secção 1.A, o utilizador deve introduzir os parâmetros da linha, nomeadamente a tipologia, o número de condutores por feixe, a tensão nominal, a potência a transportar, os fatores de potência, o comprimento da linha e, por fim, as temperaturas ambiente e do condutor.

De seguida, o utilizador deve definir a geometria da linha na Secção 1.B (Figura 4.4), através da seleção do tipo de apoio e armação, de forma a calcular da Distância Média Geométrica (DMG).

1.B Preenchimento dos Dados Gerais do Transito de Potência: Geometria dos Condutores Adicionar linha | Apagar Dados 1.B

Apoio	Faixa de Tensão	Material Apoio	Tipologia	Armação	DMG entre Fases [mm]	Indutância [H/km]	Capacitância [F/km]
1					-	-	-
2					-	-	-
3					-	-	-
4					-	-	-
5					-	-	-
...					-	-	-
20					-	-	-

FIGURA 4.4: Seleção do Apoio e da Armação para cálculo da DMG.

A principal funcionalidade deste módulo consiste na capacidade de processar automaticamente diferentes tipologias de linha, como configurações simples ou duplas, exigindo apenas que o utilizador selecione a tipologia pretendida. A partir desta escolha, são internamente atribuídos os valores correspondentes, previamente determinados com base nas equações do cálculo do raio equivalente (Equação (3.13)) e da Distância Média Geométrica (Equações (3.5) e (3.6)).

Com a geometria previamente definida, a ferramenta disponibiliza duas abordagens para análise, podendo-se realizar um estudo comparativo para identificar o condutor tecnicamente mais viável, acionando o botão **"Estudo Viabilidade Técnica dos Condutores"** apresentado na Figura 4.3, ou, caso o condutor já se encontre pré-definido na Secção 1.C (Figura 4.5), avançar diretamente para o cálculo do trânsito de potência através do botão **"Cálculo Elétrico"**.

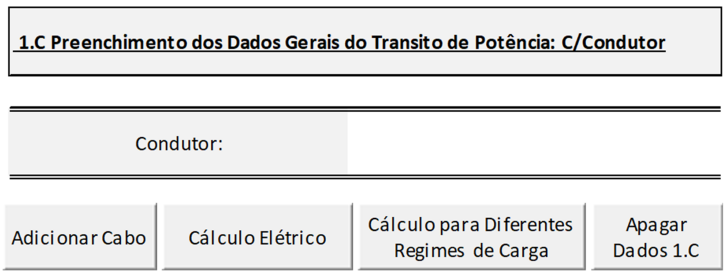


FIGURA 4.5: Interface para a definição do condutor e iniciação dos cálculos elétricos.

Para facilitar a interação, a folha está equipada com comandos auxiliares para apagar dados e para a navegação entre folhas.

4.3.2.2 Folha de Estudo de Viabilidade Técnica dos Condutores

Após o preenchimento dos dados de entrada, o utilizador pode acionar o **"Estudo de Viabilidade Técnica dos Condutores"** apresentado na Figura 4.3 e no Anexo A.2 (Figura A.4). Este comando executa uma análise comparativa de todos os condutores da base de dados, cujos resultados são apresentados na tabela ilustrada na Figura 4.6.

Condutor	Tensão na emissão [kV]	Queda de tensão [kV]	Queda de tensão [%]	Tensão na receção [kV]	Perdas (efeito de joule) [MW]	Temperatura do condutor [°C]	Rendimento [%]	Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

FIGURA 4.6: Resultados do Estudo Técnico de Viabilidade aplicado à Comparação de Condutores.

A ferramenta filtra e ordena automaticamente os resultados, exibindo apenas os condutores que satisfazem os critérios de uma queda de tensão inferior a 5% e de uma temperatura de funcionamento atualizada que não exceda o limite previamente definido.

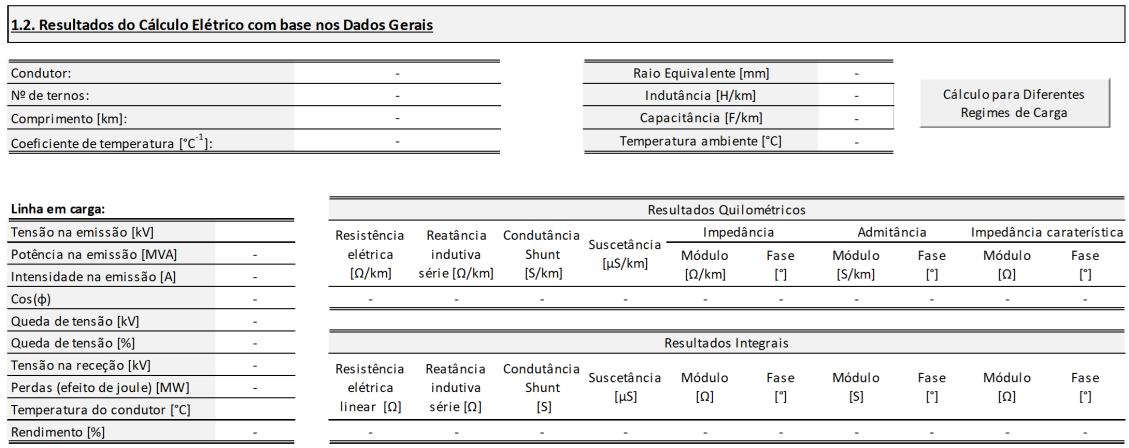
Para facilitar a interpretação de resultados, os condutores são listados por ordem decrescente de queda de tensão e os resultados são apresentados tanto em formato tabular como em gráfico.

Após a seleção do condutor mais adequado com base no estudo de viabilidade, o utilizador deve retornar à folha "1. Preenchimento dos Dados Gerais do Trânsito de Potência"para inserir a designação do condutor escolhido na Secção 1.C.

4.3.2.3 Folhas de Resultados do Trânsito de Potência

Após a seleção do condutor e o respetivo preenchimento na Secção 1.C (Figura 4.5), o acionamento do botão **"Cálculo Elétrico"** direciona o utilizador para a folha de resultados apresentada na Figura 4.7 e no Anexo A.2 (Figura A.5). Nesta folha, é ilustrado o relatório dos parâmetros

elétricos da linha, expressos em valores por quilómetro e integrais. Os resultados apresentados refletem as condições reais de operação, uma vez que a resistência do condutor é corrigida para a temperatura de funcionamento calculada e os restantes parâmetros são determinados a partir da análise do fluxo de potência.



1.2. Resultados do Cálculo Elétrico com base nos Dados Gerais

Condutor:	-
Nº de ternos:	-
Comprimento [km]:	-
Coeficiente de temperatura [°C^{-1}]:	-

Raio Equivalente [mm]	-
Indutância [H/km]	-
Capacitância [F/km]	-
Temperatura ambiente [°C]	-

Cálculo para Diferentes Regimes de Carga

Linha em carga:

Tensão na emissão [kV]	
Potência na emissão [MVA]	-
Intensidade na emissão [A]	-
Cos(ϕ)	-
Queda de tensão [kV]	-
Queda de tensão [%]	-
Tensão na receção [kV]	-
Perdas (efeito de joule) [MW]	-
Temperatura do condutor [°C]	
Rendimento [%]	-

Resultados Quilométricos

Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [μS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância caraterística Módulo [Ω]	Impedância caraterística Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Resultados Integrais

Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [μS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

FIGURA 4.7: Resultados do cálculo de trânsito de potência (quilométricos e integrais).

Para uma validação aprofundada do dimensionamento, a ferramenta disponibiliza o botão **"Cálculo para Diferentes Regimes de Carga"**, que executa uma simulação do comportamento da linha sob quatro regimes de carga distintos, especificado nos dados de entrada X e Y:

- Tensão Mínima na Receção com tan(ϕ)=X;
- Tensão Máxima na Emissão com tan(ϕ)=X;
- Tensão Mínima na Receção com tan(ϕ)=Y;
- Tensão Máxima na Emissão com tan(ϕ)=Y.

Para cada um destes cenários, é gerado um relatório de desempenho completo, assim como representado no Anexo A.2 (Figura A.7), com uma estrutura idêntica à da Figura 4.7, permitindo uma análise detalhada do comportamento da linha.

4.3.2.4 Folha de Resultados da Ampacidade e Potência Máxima Transportável

Adicionalmente, a ferramenta disponibiliza uma funcionalidade complementar que possibilita o cálculo da capacidade máxima de transporte de corrente do condutor. Esta análise, fundamental para estudos de *uprating* e para o planeamento da operação em regime contínuo ou de sobre-carga, permite calcular a ampacidade [1] com base nos limites térmicos do condutor, considerando diferentes cenários de temperatura ambiente. A partir deste valor, é então determinada a potência máxima transportável, que pode constituir uma referência preliminar para o posterior dimensionamento elétrico detalhado da linha.

Esta análise é disponibilizada através do botão **"Ampacidade e Potência Máxima de Transporte"**, localizado na folha "1. Preenchimento dos Dados Gerais do Trânsito de Potência". Através desta funcionalidade, é gerado um relatório na folha "1.4. Resultados da Intensidade de Corrente

[1] Capacidade máxima de transporte de corrente elétrica de um condutor, em regime permanente, sem exceder os limites térmicos admissíveis

e Potência Máxima Transportável", conforme ilustrado nas Figuras 4.8 e 4.9, e também no Anexo A.2 (Figura A.6).

Potência Máxima Admissível [MVA]		
P[MVA]= -	T. Amb. [°C]= 15	T. Cond. [°C]= -
P[MVA]= -	T. Amb. [°C]= -	T. Cond. [°C]= -

FIGURA 4.8: Apresentação dos resultados da potência máxima de transporte para a condição térmica de referência.

Itensidade de Corrente Máxima Admissível por Condutor [A]					
Temperatura do Condutor [°C]	Temperatura Ambiente [°C]				
	15	30	32	33	35
40	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	-
50	-	-	-	-	-
55	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	-
65	-	-	-	-	-
70	-	-	-	-	-
75	-	-	-	-	-
80	-	-	-	-	-
85	-	-	-	-	-
90	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	-
100	-	-	-	-	-
105	-	-	-	-	-
110	-	-	-	-	-

FIGURA 4.9: Apresentação dos resultados da ampacidade do condutor em função das condições de operação térmica.

A ferramenta de cálculo integra ainda um gráfico, assim como apresentado no Anexo A.2 (Figura A.6) que representa a evolução da Intensidade de Corrente Máxima Admissível em função da temperatura do condutor para cada cenário térmico definido, permitindo identificar visualmente os limites operacionais associados a cada condição.

4.3.3 Módulo 2: Análise de Campos Eletromagnéticos

A análise dos campos eletromagnéticos constitui a componente de maior complexidade de implementação da ferramenta, recorrendo a algoritmos numéricos para assegurar a precisão dos resultados e verificar a conformidade da linha com os limites de exposição.

4.3.3.1 Folha 2: Preenchimento de Dados e Lógica de Geometrias

No lado esquerdo da folha de cálculo representada na Figura 4.10 e no Anexo A.3 (Figura A.8), o utilizador introduz os dados necessários à avaliação do campo eletromagnético, os quais incluem os parâmetros gerais da linha, o número de circuitos, a configuração dos condutores por feixe, a distância mínima ao solo, bem como a tensão e corrente máximas por circuito.

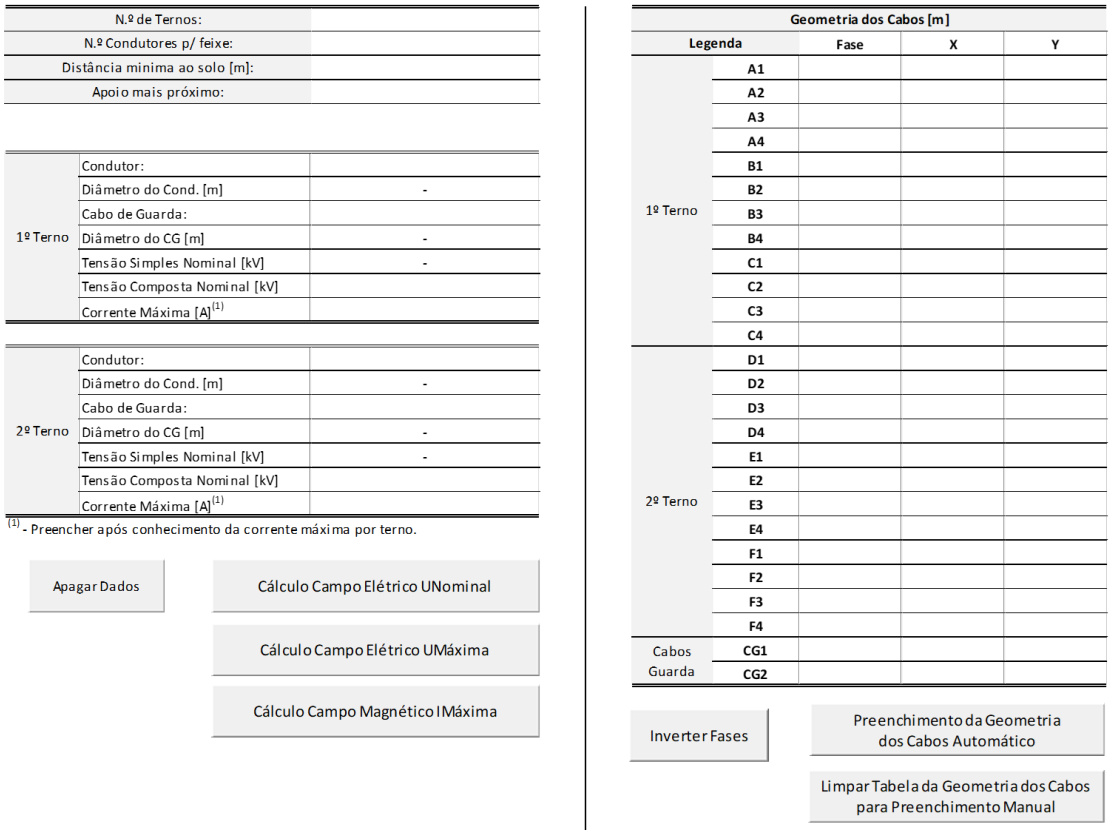


FIGURA 4.10: Interface de introdução de dados para o cálculo dos campos elétrico e magnético.

Adicionalmente, é necessário preencher a tabela *"Geometria dos Cabos [m]"* presente no lado direito da folha de cálculo representada na Figura 4.10. Para minimizar os erros associados à inserção manual de dados, a folha dispõe do botão **"Preenchimento da Geometria dos Cabos Automático"**, que, quando acionado, preenche automaticamente as coordenadas (X,Y) dos condutores, recorrendo à base de dados de geometrias, em função do tipo de apoio selecionado.

A interface disponibiliza, igualmente, o botão **"Inverter Fases"**, cuja finalidade consiste em permitir o ajuste da sequência de fases do segundo terno em configurações de linha dupla. Esta funcionalidade aplica-se a infraestruturas que possuem dois circuitos elétricos independentes (não shuntados), possibilitando a distribuição de fases para mitigação do campo magnético. Em contrapartida, no caso de linhas duplas que operam com circuitos shuntados, onde ambos os ternos partilham o mesmo circuito elétrico, as fases devem ser lineares entre si, não sendo, por conseguinte, necessário a utilização desta funcionalidade.

Para auxiliar o utilizador no preenchimento da tabela de geometrias, a interface apresenta, à direita, silhuetas ilustrativas de configurações típicas de apoios, abrangendo estruturas para linhas simples e duplas com armações do tipo esteira vertical, horizontal, dupla ou em galhardete, conforme apresentado na Figura 4.11. Estas representações funcionam exclusivamente como referência visual, facilitando a identificação espacial dos condutores, uma vez que o cálculo se baseia unicamente nas coordenadas cartesianas (X, Y) e na atribuição de fase definidas pelo utilizador na tabela. A legenda gráfica associa letras (A, B, C, D, E, F) aos feixes e números (1, 2, 3, 4) aos condutores no interior de cada feixe, facilitando o preenchimento manual da tabela de geometria.

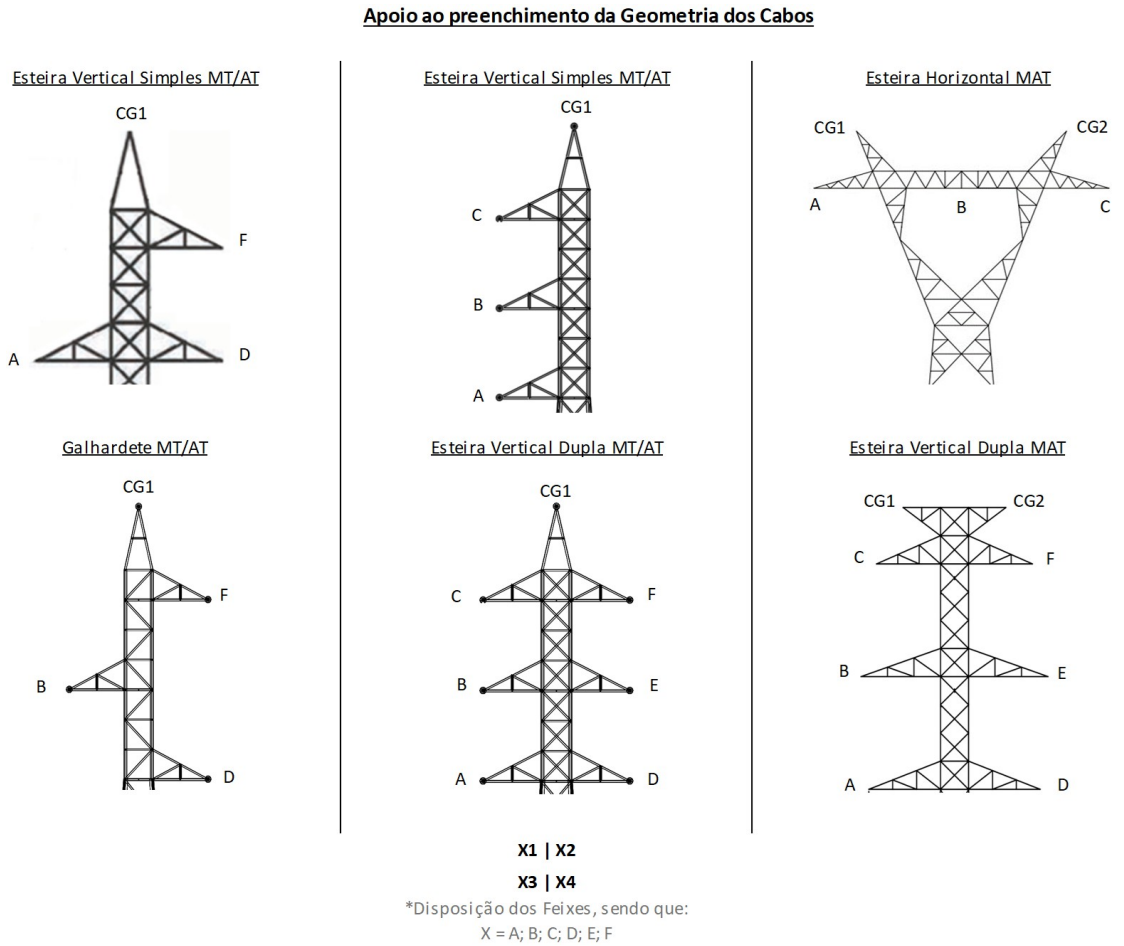


FIGURA 4.11: Guia visual para o preenchimento da tabela de geometria dos cabos.

4.3.3.2 Folhas de Resultados e Algoritmos de Cálculo

Após a introdução dos dados necessários, é efetuado o cálculo do campo elétrico através dos botões **"Cálculo Campo Elétrico V.Nominal"** e **"Cálculo Campo Elétrico V.Máxima"**. Ao serem acionados, uma macro em VBA implementa o método das imagens, conforme detalhado no Capítulo 3, executando os seguintes passos:

1. Construção da Matriz de Maxwell: A ferramenta procede à construção da matriz de coeficientes de potencial $[P]$ entre condutores e as respetivas imagens, a partir da geometria da linha, com base nas Equações (3.30) e (3.31).

2. Resolução do Sistema de Equações: O suplemento *Solver* do Excel é utilizado para resolver o sistema matricial apresentado em (3.29), permitindo a determinação do vetor de cargas complexas $[\tilde{Q}]$ associado a cada condutor da linha.

3. Cálculo e Representação do Campo Elétrico: O campo elétrico resultante é calculado pela sobreposição dos campos gerados por cada carga e respetiva imagem, conforme as Equações (3.32), (3.33) e (3.36), sendo posteriormente representado sob a forma de perfis transversais e identificado o valor máximo na superfície condutora.

Os resultados do cálculo à tensão nominal, é executado através do botão **"Cálculo Campo Elétrico V.Nominal"**, sendo os resultados apresentados como no modelo ilustrado na Figura 4.12 e no Anexo A.3 (Figura A.9).

GEOMETRIA DOS CABOS [m]				Emax. [kV/cm]
Legenda	Fase	X	Y	
A1	-	-	-	
A2	-	-	-	
A3	-	-	-	
A4	-	-	-	
B1	-	-	-	
B2	-	-	-	
B3	-	-	-	
B4	-	-	-	
C1	-	-	-	
C2	-	-	-	
C3	-	-	-	
C4	-	-	-	
D1	-	-	-	
D2	-	-	-	
D3	-	-	-	
D4	-	-	-	
E1	-	-	-	
E2	-	-	-	
E3	-	-	-	
E4	-	-	-	
F1	-	-	-	
F2	-	-	-	
F3	-	-	-	
F4	-	-	-	
CG1	-	-	-	
CG2	-	-	-	

Posição X [m]	E [kV/m] h = 0 [m]	Eh [kV/m] h = 1.80 [m]
-40		
-38		
-36		
-34		
-32		
-30		
-28		
-26		
-24		
-22		
-20		
-18		
-16		
-14		
-12		
-10		
-8		
-6		
-4		
-2		
0		
2		
4		
6		
8		
...		
40		

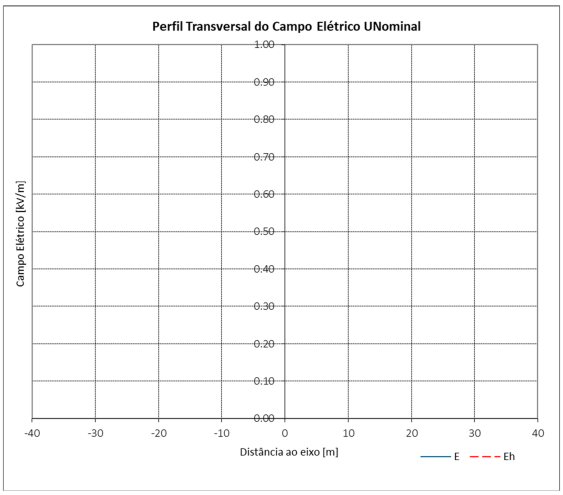


FIGURA 4.12: Apresentação dos resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal.

O cálculo do campo elétrico para a tensão máxima de serviço, é executado de forma análoga, através do botão **"Cálculo Campo Elétrico V.Máxima"**, sendo os resultados apresentados como no modelo ilustrado na Figura 4.12 e no Anexo A.3 (Figura A.10).

O cálculo do campo magnético é executado através do botão **"Cálculo Campo Magnético Máxima"**, o qual inicia o algoritmo da Lei de Biot-Savart, conforme a Equação (3.45), para determinar o campo resultante gerado pelas correntes por condutor. Os resultados são gerados conforme ilustrado na Figura 4.13 e no Anexo A.3 (Figura A.11).

GEOMETRIA DOS CABOS [m]			
Legenda	Fase	X	Y
A1	-	-	-
A2	-	-	-
A3	-	-	-
A4	-	-	-
B1	-	-	-
B2	-	-	-
B3	-	-	-
B4	-	-	-
C1	-	-	-
C2	-	-	-
C3	-	-	-
C4	-	-	-
D1	-	-	-
D2	-	-	-
D3	-	-	-
D4	-	-	-
E1	-	-	-
E2	-	-	-
E3	-	-	-
E4	-	-	-
F1	-	-	-
F2	-	-	-
F3	-	-	-
F4	-	-	-
CG1	-	-	-
CG2	-	-	-

Posição X [m]	h = 1.8 [m]		
	B_{max} [µT]	B_X [µT]	B_Y [µT]
-40			
-38			
-36			
-34			
-32			
-30			
-28			
-26			
-24			
-22			
-20			
-18			
-16			
-14			
-12			
-10			
-8			
-6			
-4			
-2			
0			
2			
4			
6			
8			
...			
40			

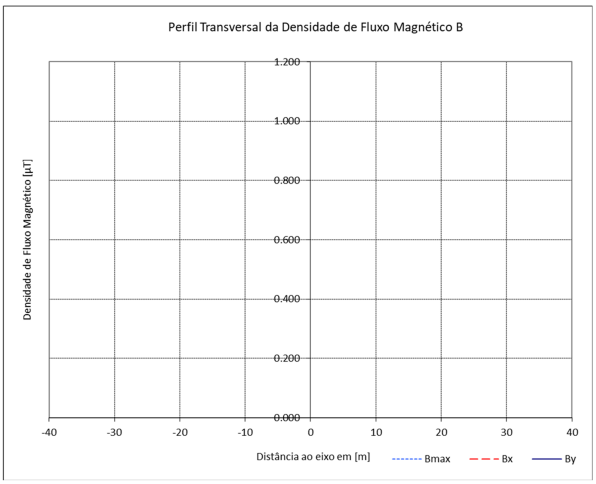


FIGURA 4.13: Apresentação dos resultados do cálculo do campo magnético.

Em ambos os cálculos, os algoritmos determinam o valor máximo dos campos elétricos e magnéticos considerando a sua natureza elíptica, resultante da rotação do vetor de campo ao longo de um ciclo. Para esse efeito, a análise incide na identificação do maior semieixo da elipse de polarização, metodologia que garante a obtenção do valor correspondente à condição mais desfavorável.

4.3.4 Módulo 3: Base de Dados de Cabos

A folha ”3. Lista de Cabos”, apresentado no Anexo A.4 (Figura A.12), funciona como a base de dados da ferramenta, que contém as características técnicas dos cabos disponíveis, servindo como fonte de dados para as listas suspensas e para os cálculos da ferramenta.

4.4 *CLINHAS*

A aplicação gratuita *CLINHAS*, desenvolvida pela concessionária gestora da Rede Nacional de Distribuição (anteriormente EDP Distribuição, atualmente E-Redes), constitui uma ferramenta de cálculo orientada para o projeto e verificação de linhas aéreas de distribuição de energia elétrica em Média e Alta Tensão.

Na versão 4.0, o *CLINHAS* integra módulos de cálculo, desenho e tratamento topográfico, proporcionando uma abordagem completa ao traçado e à modelação mecânica da linha. As suas principais funcionalidades incluem [41]:

- Cálculo das catenárias dos condutores de fase e do cabo de guarda;
- Determinação das flechas de montagem para diferentes condições atmosféricas;
- Cálculo da distância dos condutores;
- Verificação do ângulo de oscilação e ângulo de inclinação das cadeias de isoladores;
- Verificação da estabilidade dos apoios, de acordo os critérios regulamentares definidos no Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT);
- Medição automática das quantidades de materiais;
- Produção de desenhos técnicos, como perfil longitudinal e planta parcelar, em formato .DXF;
- Integração de dados topográficos.

A abordagem metodológica do *CLINHAS* para a verificação estrutural baseia-se na análise de cada cantão, utilizando os seus vãos reguladores e extremos para o cálculo das tensões de montagem. A ferramenta procede a uma combinação tridimensional das ações impostas pelo vento e pelo próprio peso dos componentes, de modo a determinar os esforços totais a que cada apoio está sujeito, os quais são posteriormente comparados com os limites admissíveis definidos para validar a sua estabilidade [41].

No âmbito do presente trabalho, esta funcionalidade foi especificamente utilizada para a verificação da estabilidade mecânica dos apoios em projetos de Média e Alta Tensão, assegurando o cumprimento dos requisitos estruturais definidos pelas normas nacionais. Contudo, apesar da sua utilidade para esta etapa de verificação, uma limitação funcional importante da aplicação reside no facto de apenas confirmar se uma estrutura pré-selecionada pelo projetista cumpre os esforços calculados, o que implica um processo manual e iterativo de seleção e posicionamento.

Esta característica, aliada ao seu foco nas redes de distribuição, evidencia a necessidade de recurso a softwares mais avançados, como o *PLS-CADD*, para projetos de maior complexidade, nomeadamente em Muito Alta Tensão (MAT). Contudo, pela sua integração nos procedimentos internos da E-Redes e pela conformidade com os critérios técnicos nacionais, o *CLINHAS* permanece uma ferramenta de referência no setor da distribuição elétrica em Portugal.

4.5 *PLS-CADD*

O *Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting* (PLS-CADD) é uma ferramenta de software de referência internacional para o projeto integrado de linhas aéreas de energia elétrica, desenvolvida pela *Power Line Systems*. É amplamente utilizada em projetos de linhas elétricas aéreas de transporte e distribuição de energia, destacando-se pela capacidade de modelação tridimensional do terreno e da linha, bem como pela análise detalhada do comportamento mecânico dos condutores e pela verificação estrutural dos apoios.

A sua arquitetura integra, num único ambiente, todas as fases do projeto de uma linha, desde a definição do traçado e modelação do terreno até à produção de relatórios e desenhos técnicos necessários à sua execução.

No contexto do presente trabalho, o *PLS-CADD* foi a ferramenta principal para o desenvolvimento dos projetos de linhas aéreas, permitindo executar as seguintes tarefas [42]:

- Importação e processamento de dados topográficos, incluindo ficheiros de pontos georreferenciados;
- Definição interativa do traçado da linha, com identificação dos vértices (*PI's*) e posicionamento manual ou otimizado dos apoios (*structure spotting*);
- Produção do perfil longitudinal e da vista em planta da linha, com sobreposição de cartografia, condicionantes e ortofotomapas;
- Modelação e cálculo do comportamento dos condutores e cabos de guarda, incluindo a determinação de flechas e tensões para múltiplos casos de carga, com base em modelos de elementos finitos;
- Verificação automática das distâncias de segurança a obstáculos, ao solo e entre condutores, em conformidade com o RSLEAT e a norma europeia EN 50341;
- Análise de travessias com outras infraestruturas;
- Produção de relatórios técnicos para os diversos elementos da infraestrutura, abrangendo diversos casos de carga.

Adicionalmente, em projetos de linhas existentes, nomeadamente em intervenções retificativas ou em corredores sujeitos a fortes condicionantes, como a proximidade a infraestruturas, o *PLS-CADD* permite a importação e processamento de nuvens de pontos obtidas por tecnologia *Light Detection and Ranging* (LIDAR). Este procedimento, em conformidade com a metodologia de *graphical sagging*, consiste em ajustar a tração em cada vão de modo a que a catenária do modelo coincida com os pontos da nuvem que representam os condutores, tendo por base o cálculo prévio da temperatura do cabo no momento do levantamento. Paralelamente, o software possibilita o ajustamento da posição dos apoios existentes à realidade captada pelo levantamento e a identificação de espécies arbóreas, incluindo árvores protegidas, cuja presença obriga ao cumprimento rigoroso das distâncias regulamentares.

4.5.1 Análise Estrutural e Métodos de Modelação

O *PLS-CADD* distingue-se pela capacidade de modelar o comportamento mecânico da linha com diferentes graus de exigência, permitindo representar o sistema de cabos e apoios de forma progressivamente mais precisa.

Os métodos disponíveis incluem:

- **Método 1** – Método simplificado do vão regulador, que assume uma tensão horizontal constante ao longo de uma secção, adequado para fases iniciais de pré-dimensionamento;
- **Método 2** – Considera cada cabo individualmente, assumindo apoios idealizados como rígidos, proporcionando uma análise intermédia com maior realismo estrutural;
- **Método 3** – Introduz a interação entre cabos e apoios, através da incorporação de matrizes de flexibilidade que representam o comportamento mecânico dos apoios;
- **Método 4** – Realiza uma modelação global e integrada do sistema, em que todos os cabos e estruturas são representados num modelo de elementos finitos, permitindo captar efeitos não lineares e a interação complexa entre condutores e apoios.

Para a execução das análises estruturais mais avançadas (Método 3 e 4), o *PLS-CADD* integra módulos especializados, nomeadamente o *PLS-POLE*, destinado à modelação de apoios em madeira ou betão armado, e o *PLS-TOWER*, vocacionado para estruturas metálicas treliçadas.

Capítulo 5

Aplicação Metodológica e Validação de Projetos de Linhas Aéreas

5.1 Enquadramento dos Estudos de Caso

A transposição dos fundamentos teóricos e regulamentares para a prática do projeto constitui o elemento central deste trabalho, concretizado através do desenvolvimento de dois estudos de caso concebidos para incorporar os requisitos técnicos associados às infraestruturas de linhas aéreas de transporte e distribuição de energia elétrica em níveis de Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT), com o objetivo de validar a metodologia de dimensionamento adotada.

A conceção integral de ambos os projetos, que incluiu a definição do âmbito, a seleção dos locais de implantação, o traçado preliminar dos corredores e a identificação dos pontos de interligação, foi realizada por iniciativa própria e de forma autonomia, com caráter meramente especulativo e não resultando de estudos ou iniciativas prévias de entidades externas. As decisões tomadas tiveram em consideração condicionantes de ordem técnica, ambiental e territorial, integradas no desenvolvimento dos projetos, de modo a refletir cenários realistas e tecnicamente viáveis.

Os dois projetos desenvolvidos, representados na Figura 5.1, correspondem, respetivamente, a uma linha aérea de distribuição em circuito duplo a 60 kV e a uma linha de transporte a 400 kV, em configuração de circuito simples com condutores geminados dispostos em feixe duplo.

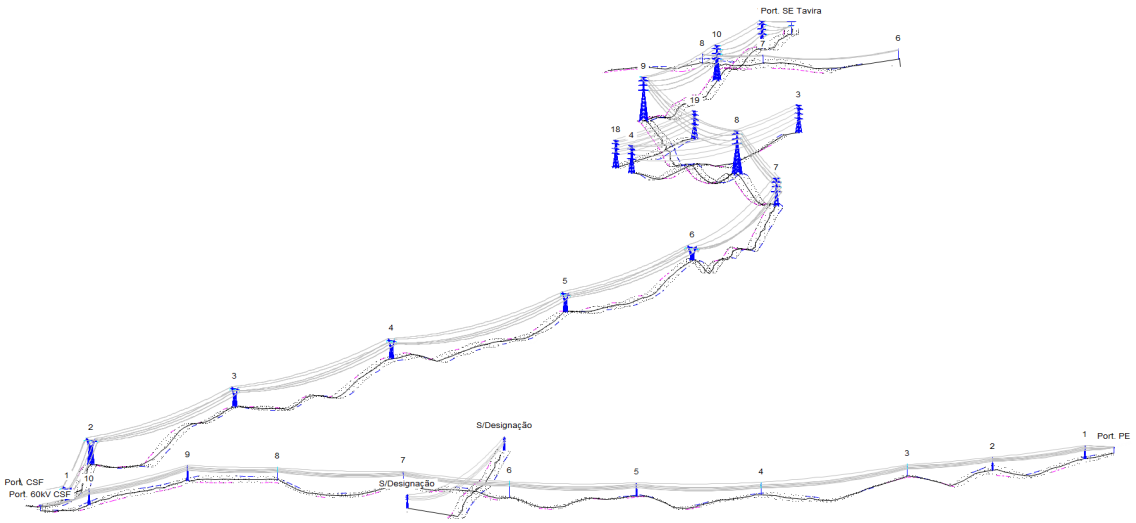


FIGURA 5.1: Vista 3D em PLS-CADD das linhas projetadas.

A infraestrutura a 60 kV foi concebida para assegurar a interligação entre o Parque Eólico (PE) de Vale de Ôdre e a Central Solar Fotovoltaica (CSF) de Montargil, enquanto a linha a 400 kV estabelece a ligação entre esta CSF Montargil e a Subestação (SE) de Tavira, permitindo a injeção da energia produzida na Rede Nacional de Transporte (RNT). Deste modo, resultam as seguintes ligações: a "Linha PE Vale de Ôdre - CSF Montargil, a 60 kV", e a "Linha CSF Montargil - SE Tavira, a 400 kV", representadas esquematicamente, sob a forma unifilar, na Figura 5.2.

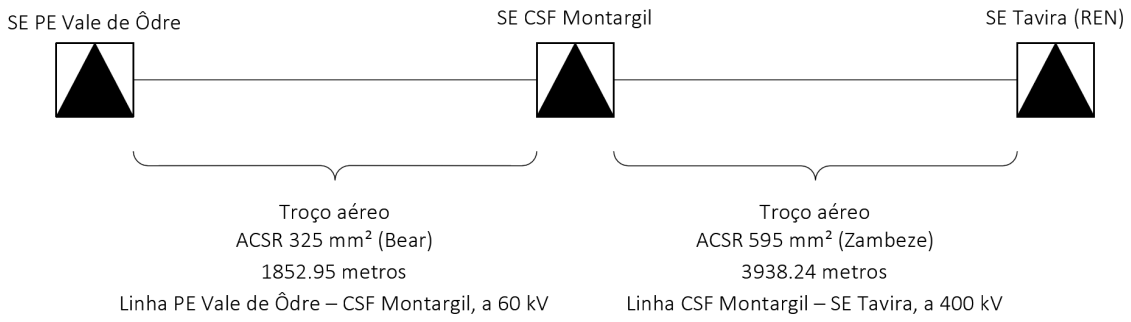


FIGURA 5.2: Esquema Unifilar das linhas projetadas.

A região de Tavira foi selecionada como área de implementação, com base em dois fatores estratégicos, sendo que o primeiro corresponde à presença da Subestação da Redes Energéticas Nacionais (REN) de Tavira, operando nos três níveis de tensão em análise (60 kV, 150 kV e 400 kV), qualificando-a como nó de interligação versátil e compatível com diversas configurações de rede. O segundo reflete a elevada concentração de infraestruturas de produção de energia renovável na sua envolvente, nomeadamente o Parque Eólico de Malhanito (67 MW), a Central Fotovoltaica Riccardo Totta (220 MW) e a Central Solar de Cachopo (2 MW), entre outras, conforme identificado em plataformas de mapeamento como a *OpenInfraMap*[1] [43]. Este fatores conferem à região um elevado grau de representatividade face aos atuais desafios relacionados com o escoamento de energia e reforço da rede.

A realização das análises foi sustentada pela utilização de um conjunto de ferramentas computacionais, entre as quais se destaca a aplicação *PowerFlowCalc*, desenvolvida no âmbito da presente dissertação e descrita no Capítulo 4, tendo sido utilizada na avaliação do desempenho elétrico e na caracterização da distribuição dos campos eletromagnéticos. Complementarmente, o *software* PLS-CADD, aplicado na modelação tridimensional do traçado, na otimização do posicionamento dos apoios e na realização da análise mecânica detalhada, da linha de MAT. No estudo da linha de AT, recorreu-se ainda ao *software* CLINHAS, exclusivamente para a verificação da estabilidade estrutural dos apoios e componentes, em conformidade com os requisitos definidos pelo Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT).

As peças escritas e desenhadas que corporizam os projetos, nomeadamente as Memórias Descritivas e Justificativas, os Perfis Longitudinais e as Plantas de Implantação, encontram-se reunidas, respetivamente, para a linha de 60 kV, nos Anexos B, C e D, e para a linha de 400 kV, nos Anexos E, F e G, servindo como suporte técnico ao trabalho desenvolvido.

[1]Plataforma que constitui um sistema de informação geográfica que disponibiliza dados georreferenciados sobre infraestruturas energéticas, nomeadamente linhas de transmissão, subestações e centrais de produção, a partir de fontes abertas e contributos colaborativos baseados no projeto OpenStreetMap.

5.2 Planeamento e Definição do Traçado

A fase de planeamento estabelece o traçado preliminar da linha, assegurando a viabilidade técnica, o cumprimento regulamentar e a minimização dos impactos socioambientais, sendo a metodologia descrita no Capítulo 2 integralmente aplicada aos estudos de caso.

5.2.1 Definição de Corredores e Análise de Condicionantes

O processo teve início com a definição de um corredor de estudo preliminar, com cerca de 400 metros de largura, estabelecido entre os pontos de interligação de cada linha. A sua orientação baseou-se por uma análise conjunta das condicionantes técnicas, ambientais e territoriais, com o objetivo de evitar zonas com espécies protegidas, áreas urbanas, áreas classificadas e interferências com infraestruturas existentes. A definição do traçado considerou também o aproveitamento de morfologias topográficas favoráveis à viabilidade técnica, nomeadamente na minimização do número de apoios. A modelação tridimensional dos projetos foi realizada no *software* PLS-CADD, conforme ilustrado na Figura 5.1, possibilitando a verificação do cumprimento dos requisitos regulamentares e funcionais.

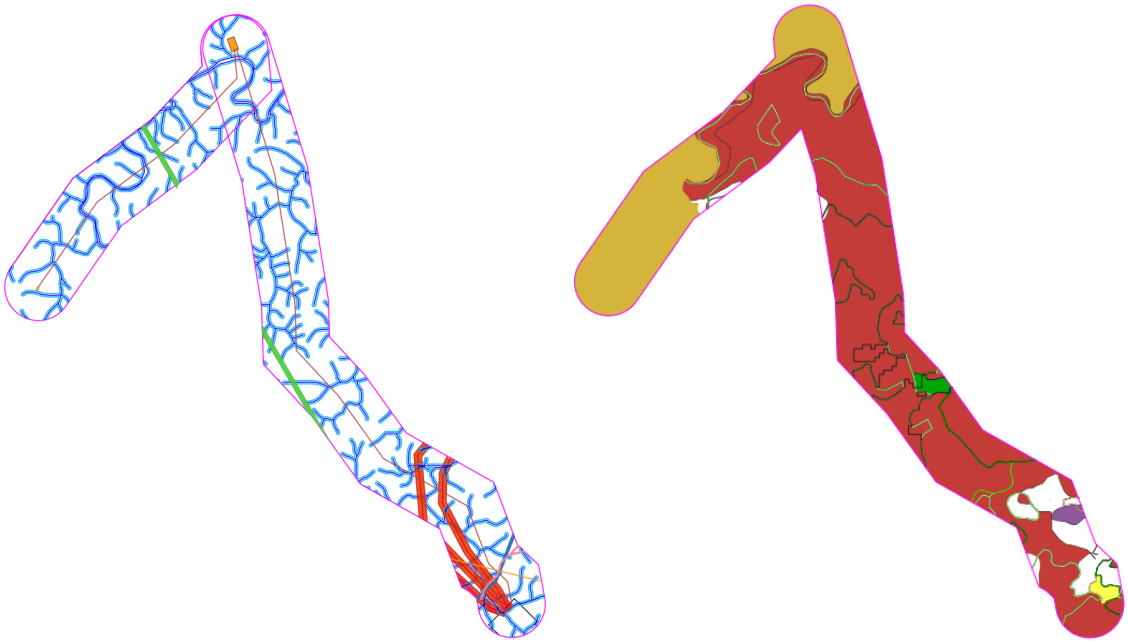
A análise das condicionantes presentes nos corredores de estudo foi suportada por informação georreferenciada proveniente de diversas fontes cartográficas, entre as quais o Ortofotomapa, que permite uma leitura atualizada e pormenorizada da ocupação do solo, e a Carta Militar à escala 1:25000, utilizada para a identificação de elementos topográficos relevantes como cursos de água, vias de comunicação e aglomerados urbanos, conforme representado respetivamente nas Figuras 5.3A e 5.3B.

(A) Ortofotomapa do corredor de estudo. (B) Carta Militar sobreposta ao corredor.

FIGURA 5.3: Fontes de informação cartográfica base aplicadas.

Com base na análise da informação cartográfica recolhida, procedeu-se à identificação e à representação geográfica das principais condicionantes técnicas e ambientais ao longo do traçado selecionado, conforme ilustrado na Figura 5.4.

As condicionantes técnicas, representadas na Figura 5.4A, incluem infraestruturas existentes como linhas elétricas, vias de comunicação, cursos de água e alinhamentos definidos por marcos geodésicos. As condicionantes ambientais identificadas correspondem exclusivamente a áreas classificadas de interesse agrícola e ecológico nacional, nomeadamente os perímetros protegidos ao abrigo da Rede Natura 2000, conforme ilustrado na Figura 5.4B, não implicando limitações ao desenvolvimento do projeto.



(A) Mapeamento das condicionantes técnicas. (B) Mapeamento das condicionantes ambientais.

FIGURA 5.4: Análise das condicionantes no corredor de estudo.

O traçado final foi obtido através de um processo iterativo de otimização, orientado para minimizar a interferência com as condicionantes identificadas, garantindo, simultaneamente, a viabilidade técnica das soluções propostas.

5.2.2 Modelação do Terreno e Definição do Perfil Longitudinal

A modelação tridimensional do terreno no *PLS-CADD* foi realizada a partir de dados altimétricos obtidos ao longo do corredor definido, através do *Google Earth*. Nesta fase preliminar, optou-se por não recorrer a levantamentos com tecnologia *LiDAR*, dado que os custos associados seriam desproporcionais face ao nível de detalhe necessário. Apesar da menor precisão dos dados, esta abordagem permitiu gerar uma base altimétrica suficientemente detalhada para os objetivos do estudo e para a validação técnica das soluções propostas. Complementarmente, permitiu construir o perfil longitudinal de cada linha, que fundamenta o posicionamento dos apoios e a a verificação das distâncias mínimas de segurança ao solo e entre condutores.

Para efeitos de licenciamento e projeto de execução, recomenda-se, contudo, a utilização de levantamentos *LiDAR*, dada a maior precisão na caracterização do território, nomeadamente na identificação de cruzamentos com infraestruturas existentes e na determinação da altura de espécies arbóreas protegidas.

5.3 Estudo de Caso 1: Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV

O primeiro estudo de caso consiste no projeto de uma linha aérea a 60 kV, representada na Figura 5.5, com um comprimento aproximado de 1,85 km, concebida para interligar a Subestação do Parque Eólico de Vale de Ôdre (PE Vale do Ôdre) e a Subestação da Central Solar Fotovoltaica de Montargil (CSF Montargil).

FIGURA 5.5: Vista aérea no *Google Earth* da Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV.

A documentação técnica que complementa o presente estudo encontra-se estruturada nos anexos, incluindo a Memória Descritiva e Justificativa integral do projeto (Anexo B), os cálculos de suporte à análise técnica (Anexo C) e as peças desenhadas, com perfil longitudinal e planta parcelar da linha em estudo (Anexo D).

5.3.1 Análise do Desempenho Elétrico

A avaliação do desempenho elétrico da linha foi conduzida através da ferramenta *PowerFlowCalc*, recorrendo aos modelos matemáticos e aos parâmetros definidos na secção 3.1.

Para efeitos de dimensionamento e cálculo da linha, foi considerado um regime permanente de transporte de potência até 125,00 MVA, valor definido de forma hipotética a partir de uma potência de referência atribuída ao Parque Eólico de Vale de Ôdre (60 MVA), acrescida de uma margem destinada a acomodar a integração de futuras novas centrais de produção de energia renovável na região. Esta abordagem visa assegurar a compatibilidade com a evolução expectável da capacidade instalada, garantindo simultaneamente o cumprimento dos requisitos técnicos e operacionais.

5.3.1.1 Análise de viabilidade técnica dos condutores

O dimensionamento elétrico de uma linha aérea inicia-se com a seleção do condutor, que condiciona o desempenho técnico e económico da infraestrutura. No âmbito deste projeto, foi realizado um estudo comparativo de viabilidade técnica utilizando a funcionalidade ”Estudo de Viabilidade Técnica dos Condutores” da ferramenta *PowerFlowCalc*, descrita no Capítulo 4. Esta análise avaliou o comportamento de vários condutores da base de dados, aplicando critérios de queda de tensão e temperatura máxima admissível como base para a respetiva seleção.

A temperatura ambiente de referência considerada para o cálculo, fixada em 35 °C, baseou-se no mapa isotérmico constante na Portaria n.º 596/2010, representado na Figura 3.1, correspondente à zona geográfica do projeto, nomeadamente ao distrito de Faro.

Adicionalmente, a temperatura máxima do condutor foi fixada em 80 °C, de acordo com a prática da E-Redes para linhas de AT. A Figura 5.6 apresenta os resultados do estudo, identificando os condutores que cumprem os requisitos do projeto e, com base na análise da eficiência do dimensionamento elétrico, foi selecionado o condutor ACSR 325 (*Bear*) por apresentar a melhor solução técnica para o caso em estudo.

Condutor	Tensão na emissão [kV]	Queda de tensão [kV]	Queda de tensão [%]	Tensão na receção [kV]	Perdas (efeito de joule) [MW]	Temperatura do condutor [°C]	Rendimento [%]	Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]
ACSR 325 (Bear)	60,21	0,21	0,35%	60,00	0,88	76,24	99,30%	0,0547	0,3785
ACCC Casablanca	60,20	0,20	0,34%	60,00	0,85	76,33	99,32%	0,0527	1,9499
ACCC Lisbon	60,18	0,18	0,30%	60,00	0,74	71,66	99,41%	0,0459	1,9461
ACCC Oslo	60,18	0,18	0,29%	60,00	0,74	71,39	99,41%	0,0458	1,9443
366-AL4 (ASTER 366)	60,18	0,18	0,29%	60,00	0,73	70,44	99,42%	0,0455	0,3747
ACCC Amaterdam	60,15	0,15	0,25%	60,00	0,63	67,01	99,50%	0,0389	1,9412
479-AL3 (ASTER 479)	60,13	0,13	0,22%	60,00	0,56	63,91	99,55%	0,0347	0,3665
ACCC Brussels	60,13	0,13	0,22%	60,00	0,55	63,91	99,56%	0,0340	1,9371
ACSR 485 (Zebra)	60,13	0,13	0,22%	60,00	0,54	63,37	99,57%	0,0337	0,3660
ACCC Stockholm	60,12	0,12	0,20%	60,00	0,50	62,09	99,60%	0,0310	1,9340

FIGURA 5.6: Resultados obtidos do estudo de viabilidade técnica para a seleção do condutor da linha de 60 kV.

Para validar esta seleção, foi calculada a ampacidade e a potência máxima de transporte, do condutor ACSR 325 (*Bear*) sob as mesmas condições, conforme representado na Figura 5.7.

Potência Máxima Admissível [MVA]		
P[MVA]= 169,0	T. Amb. [°C]= 15	T. Cond. [°C]= 80
P[MVA]= 138,0	T. Amb. [°C]= 35	T. Cond. [°C]= 80

Itensidade de Corrente Máxima Admissível por Condutor [A]					
Temperatura Condutor [°C]	Temperatura Ambiente [°C]				
	15	30	32	33	35
40	470	254	208	181	110
45	530	309	266	241	181
50	583	397	365	347	309
55	630	467	440	426	396
60	673	526	503	491	466
65	712	578	558	547	525
70	749	625	606	597	577
75	783	667	650	642	624
80	815	707	691	683	666
85	845	743	728	721	705
90	874	777	763	756	742
95	901	809	796	789	776
100	927	840	827	821	808
105	952	869	857	851	838
110	976	896	885	879	867

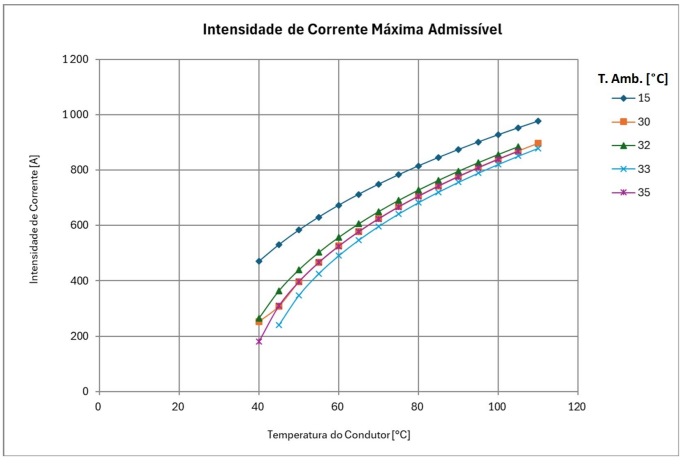


FIGURA 5.7: Ampacidade e potência máxima de transporte.

Conclui-se que, para uma temperatura ambiente de 35 °C e uma temperatura máxima admissível do condutor de 80 °C, a potência máxima de transporte é de 138,00 MVA, o que corresponde a uma corrente de 666 A por condutor, considerando $\cos\varphi$ = 1,00. Este valor excede a potência de referência de 125,00 MVA, confirmando a seleção da potência e assegurando uma margem térmica e operacional compatível com os critérios de dimensionamento da linha.

5.3.1.2 Análise do Trânsito de Potência

Após seleção do condutor, foi validado o seu respetivo funcionamento para diferentes condições de operação, através da simulação de quatro regimes de carga distintos, utilizando a funcionalidade «Cálculo para Diferentes Regimes de Carga» da ferramenta *PowerFlowCalc*.

Os regimes analisados correspondem à tensão mínima na receção e à tensão máxima na emissão, para fatores de potência unitário ($\tan\phi$ = 0) e indutivo ($\tan\phi$ = 0,30), resumidas na Tabela 5.1.

TABELA 5.1: Resultados do trânsito de potência para os quatro regimes de carga distintos.

Parâmetro	**tg** $\phi = 0$	**tg** $\phi = 0$	**tg** $\phi = 0,30$	**tg** $\phi = 0,30$
Potência na Emissão [MVA]	125,00	125,00	125,00	125,00
Corrente na Emissão [A]	1198,61	995,43	1244,54	1039,26
Tensão na Emissão [kV]	60,21	72,50	60,54	72,50
Tensão na Receção [kV]	60,00	72,33	60,00	72,04
Queda de Tensão [kV [%]]	0,21 [0,35]	0,17 [0,24]	0,54 [0,90]	0,46 [0,77]
Perdas na Linha [MW]	0,87	0,60	0,94	0,66
Temperatura do Condutor [°C]	76,02	66,17	78,49	68,14

O estudo detalhado, abrangendo os quatro regimes de carga distintos, encontra-se disponível no Anexo C.3 (Figura C.3).

Os resultados evidenciam que, mesmo considerando o cenário mais desfavorável, a queda de tensão e as perdas permanecem em valores reduzidos, confirmando a viabilidade técnica da solução adotada.

5.3.1.3 Análise dos Campos Eletromagnéticos

A verificação da conformidade da linha com os limites de exposição a campos eletromagnéticos, estabelecidos na Portaria n.º 1421/2004, constitui um requisito obrigatório do projeto. Para o efeito, foi realizada uma análise detalhada recorrendo aos algoritmos implementados na ferramenta *PowerFlowCalc*, cujos modelos de cálculo estão descritos na secção 3.1. A análise foi realizada para a condição mais desfavorável, correspondente à altura mínima dos condutores ao solo de 8,07 metros, registada no vão entre os apoios P8 e P9.

Para este cálculo, foi implementada a geometria correspondente a uma configuração de linha em esteira vertical dupla (EVDAL+CGAL1), representativa da disposição dos condutores de fase e do cabo de guarda, associada ao apoio em betão do tipo 22A5000, relativo ao apoio P8, selecionado por constituir a estrutura mais próxima do ponto de medição. Nesta configuração, importa salientar que, na análise dos campos elétrico e magnético da armação com apenas um circuito, foi considerada uma sequência de fases homóloga, o que originou campos de maior intensidade na envolvente quando comparado com a configuração de dois circuitos em oposição, mantendo-se, no entanto, dentro dos limites regulamentares admissíveis.

A Tabela 5.2 apresenta os valores máximos do campo elétrico, determinados ao nível do solo e a 1,80 m de altura, para as condições de tensão nominal e de tensão máxima de serviço.

TABELA 5.2: Valores máximos calculados do campo elétrico.

Nivel de Tensão [kV]	**Campo Elétrico Máximo (Nível do solo) [kV/m]**	**Campo Elétrico Máximo (a 1,80 m do solo) [kV/m]**
60,00	1,03	1,10
72,50	1,25	1,33

Os perfis transversais do campo elétrico, correspondentes às condições de tensão nominal e de tensão máxima de serviço, encontram-se detalhados no Anexo C.4 (Figuras C.4 e C.5).

Em ambos os casos, os valores são significativamente inferiores ao nível de referência de 5 kV/m, estabelecido na Tabela 3.2 para exposição do público em geral, confirmando o cumprimento da legislação vigente, por parte do projeto, com uma margem de segurança considerável.

Adicionalmente, o valor máximo do campo elétrico à superfície dos condutores é de 6,66 kV/m, verificado na esteira horizontal intermédia da armação vertical dupla, correspondente aos condutores da fase 4 de cada um dos ternos.

Por último, procedeu-se ao cálculo da densidade de fluxo magnético para a condição de operação mais desfavorável, correspondente à corrente máxima de serviço de 622,27 A, por condutor, equivalente a metade da corrente total apresentada na Tabela 5.1, sendo os valores máximos obtidos apresentados na Tabela 5.3.

TABELA 5.3: Valor máximo calculado da densidade de fluxo magnético.

Parâmetro	Valor
Densidade de Fluxo Magnético Máxima [µT]	13,355

O perfil transversal do campo magnético pode ser consultado no Anexo C.4 (Figura C.6).

O valor máximo obtido, 13,355 µT, é significativamente inferior ao nível de referência de 100 µT, indicado na Tabela 3.2, garantindo a conformidade da linha com os limites regulamentares.

De forma global, a análise dos campos elétrico e magnético, nas condições de serviço mais desfavoráveis, evidencia que a configuração geométrica da linha e as condições de operação projetadas proporcionam margens de segurança adequadas, garantindo a proteção do público e de equipamentos adjacentes.

5.3.2 Análise do Desempenho Mecânico

O comportamento mecânico-estrutural da linha foi objeto de uma análise detalhada, recorrendo-se ao *software* PLS-CADD para a modelação e otimização do traçado e ao CLINHAS para a validação normativa dos esforços nos apoios e comportamento das cadeias de isoladores, com base nos critérios estabelecidos na secção 3.2.

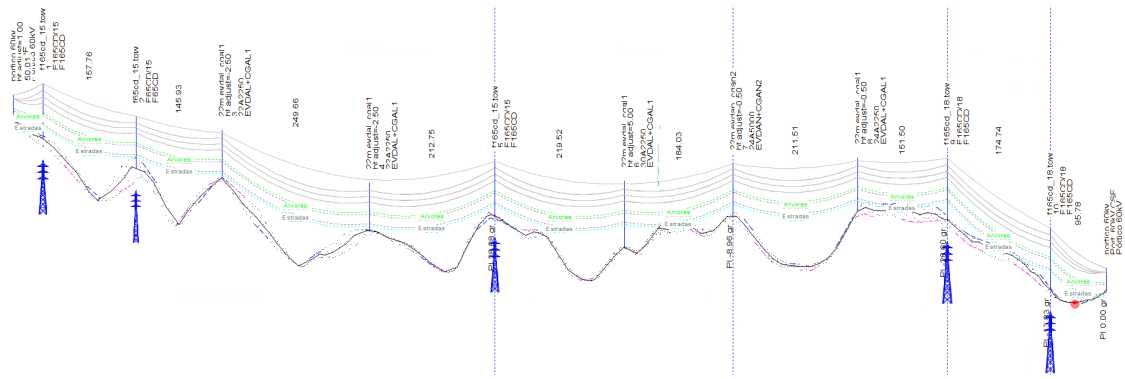


FIGURA 5.8: Representação do Perfil Longitudinal da Linha PE Vale de Ôdre - CSF Montargil, a 60 kV, no PLS-CADD.

5.3.2.1 Verificação da Distância Mínima de Segurança ao Solo

A verificação da distância mínima de segurança ao solo foi realizada com base na determinação da flecha máxima dos condutores à temperatura de serviço de 80 °C, de acordo com a prática usual da E-Redes. O vão mais desfavorável, conforme identificado anteriormente, entre os apoios P8 e P9, apresentou uma distância mínima de 8,07 metros, sendo 0,07 metros superior ao valor recomendado pela E-Redes definido na Tabela 3.9, e 1,77 metros ao valor regulamentar de 6,30 metros calculado segundo o RSLEAT[2].

5.3.2.2 Verificação das Distâncias Mínimas de Segurança em Cruzamentos

A avaliação dos cruzamentos com infraestruturas existentes foi efetuada com recurso ao PLS-CADD, garantindo o cumprimento das distâncias de segurança estabelecidas pelo RSLEAT e a recomendação de 3,00 metros da E-Redes, conforme indicado na Tabela 3.9. No cruzamento do vão compreendido entre os apoios P6 e P7 com a linha privada de 60 kV, sem designação conhecida, o ponto de cruzamento situa-se a 174,18 metros do apoio mais próximo, resultando numa distância vertical mínima regulamentar entre condutores de 2,97 metros[3].

A simulação realizada, apresentada em vista tridimensional na Figura 5.9 e em relatório na Figura 5.10, indica uma distância radial efetiva de 7,51 metros, superior ao limite regulamentar calculado e a altura recomendada pela E-Redes, confirmando a conformidade do cruzamento.

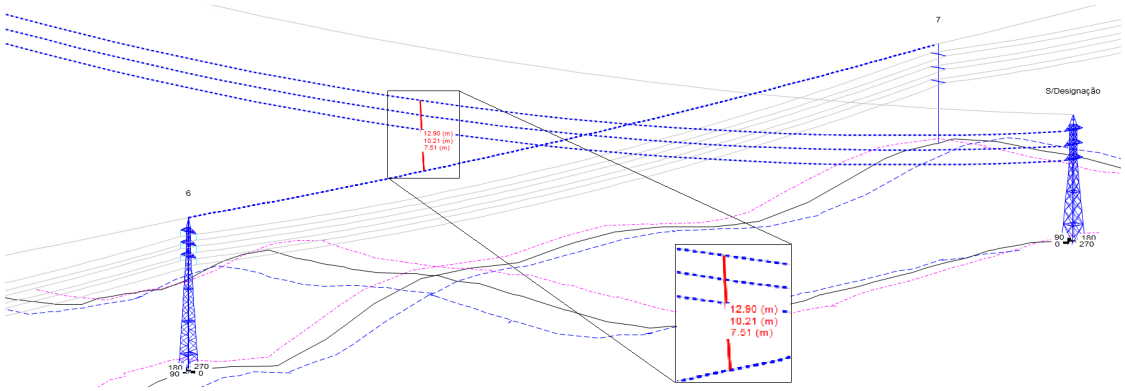


FIGURA 5.9: Visualização tridimensional do cruzamento com a linha aérea S/Designação, a 60 kV, no PLS-CADD.

Clearances measured for the selected span of the following two sections

Section #54 from structure #S/Designação to structure #S/Designação, start set #3 '3', end set #13 '13'
Cable 'v:\tecnico\outros\t\inputs\cabos\bear', Ruling span (m) 576.783
Sagging data: Catenary (m) 1465.6, Horiz. Tension (daN) 1762.79 Condition I Temperature (deg C) 15
Clearance checked for weather case 80°, condition C, wind normal to span.

Circuit 'OPGW' Section #39 from structure #5 to structure #7, start set #1 '1', end set #1 'cg1'
Cable 'v:\tecnico\outros\t\inputs\cabos\135-a3_sa1a-13_5-25ka-edp old_pls', Ruling span (m) 204.005
Sagging data: Catenary (m) 1974, Horiz. Tension (daN) 1446.94 Condition I Temperature (deg C) 15
Clearance checked for weather case -5°, condition C, wind normal to span.

Section Clearance Report Required clearance (m) 2.97

Wire 1 Back Attachment Str. #	Wire 1 Back Attachment Set #	Wire 1 Back Attachment Phase #	Wire 1 Minimum Clearance Station (m)	Wire 1 Minimum Clearance Offset (m)	Wire 1 Point- Horiz. Distance To Back Str. (m)	Wire 2 Back Attachment Str. #	Wire 2 Back Attachment Set #	Wire 2 Back Attachment Phase #	Wire 2 Minimum Clearance Station (m)	Wire 2 Minimum Clearance Offset (m)	Wire 2 Point- Horiz. Dist. To Back Str. (m)	Wire 1 Wind From	Wire 2 Wind From	Minimum OK Clearance (m)
3	3		5175.74	-0.56	401.44	6	1	1	5175.76	-0.00	57.71	Right	Right	7.51 OK
3	3		5175.74	-0.56	401.44	6	1	1	5175.76	-0.00	57.71	Left	Left	7.51 OK

FIGURA 5.10: Relatório de verificação do cruzamento com a linha aérea S/Designação, a 60 kV, extraído do PLS-CADD.

[2]Artigo 27º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[3]Artigo 109º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.

Para este estudo, foi necessário modelar a linha sem designação e, na ausência de informação técnica disponível em cadastro sobre a mesma, consideraram-se apoios metálicos duplos do tipo F165CD/15, identificados com base em ortofotomapa, com a altura mais desfavorável ao cruzamento.

Antes da análise, foram fixadas as condições térmicas mais desfavoráveis, sendo -5 °C para o condutor superior (cabo de guarda) da linha em estudo e a 80 °C para o condutor de fase inferior da linha sem designação a cruzar, conforme representado no relatório exportado na Figura 5.10.

5.3.2.3 Análise das Trações Aplicadas nos Condutores

A avaliação das solicitações mecânicas nos condutores foi realizada com recurso ao *software* PLS-CADD, considerando cinco estados atmosféricos cujos parâmetros de temperatura e pressão do vento aplicados ao presente projeto se encontram resumidos na Tabela 5.4.

Os estados 1, 2 e 3, correspondentes a ventos máximos habituais, vento reduzido e *Everyday Stress* (EDS), respetivamente, têm como objetivo a verificação das trações e esforços nos condutores de fase. O estado 4, relativo à temperatura máxima dos condutores de fase e à temperatura mínima dos cabos de guarda, destina-se à avaliação da flecha máxima e mínima para controlo das distâncias ao solo e entre condutores. Por fim, o estado 5, referente ao desvio das cadeias de isoladores, permite verificar a distância entre condutores e assegurar a conformidade com os limites normativos.

TABELA 5.4: Estados atmosféricos aplicados ao projeto.

Estado	Designação	Temperatura [°C]	Pressão do Vento [Pa]
1	Ventos máximos habituais	15	900
2	Vento reduzido	-5	360
3	*Everyday Stress* (EDS)	15	0
4	Temperatura máxima e mínima	80 / -5	0
5	Desvio das cadeias	15	450

Para a zona geográfica em análise, a sobrecarga devida à formação de gelo foi desconsiderada, uma vez que as cotas altimétricas dos apoios situam-se entre os 244,84 metros e os 319,85 metros, intervalo para o qual essa condição não é aplicável, conforme justificado na Tabela 3.3.

As pressões de vento máxima e reduzida foram consideradas em função da altura total dos apoios, com valores de 900 Pa e 360 Pa, respetivamente, superiores aos 750 Pa e 300 Pa previstos no RSLEAT e indicados na Tabela 3.5, aplicáveis a apoios com altura inferior a 30 metros, seguindo a prática da E-Redes para linhas de AT. Complementarmente, para os condutores de AT, foi considerada uma temperatura máxima de serviço de 80 °C, em vez dos 65 °C regulamentares, também em conformidade com a prática da E-Redes, o que resulta numa maior flecha nos cenários analisados e garante maiores margens de segurança no dimensionamento.

Adotou-se a instalação de um cabo de guarda adicional do tipo *Guinea* nas ligações ao pórtico, de forma a reforçar a proteção contra descargas atmosféricas na zona de interligação entre a linha e a subestação.

A avaliação dos cenários correspondentes às condições de maior tração em cada condutor, cujos resultados estão apresentados no Anexo C.5 (Figura C.7), demonstra que o dimensionamento

mecânico é condicionado pelos estados de *Ventos Máximos Habituais* (Estado 1) e *Vento Reduzido sem Gelo* (Estado 2):

- A tração no condutor ACSR 325 (*Bear*), com uma secção equivalente de 326,12 mm^2 e carga de rotura de 10938 daN, atinge uma tensão máxima de serviço de 7,51 daN/mm^2, correspondente a uma força de 2450,11 daN (tração horizontal de 2422,10 daN), valor que representa 22,40% da respetiva carga de rotura.
- Relativamente ao cabo de guarda *Optical Ground Wire* (OPGW) "135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA", com secção de 190,60 mm^2 e carga de rotura de 10250 daN, foi considerada uma tensão máxima de serviço de 10,00 daN/mm^2, equivalente a uma força de 1906,50 daN (tração horizontal de 1891,10 daN), o que corresponde a 18,60% da respetiva carga de rotura.
- Por último, o cabo de guarda ACSR 130 *Guinea*, com uma secção de 127,24 mm^2 e carga de rotura de 6646 daN, apresentou uma tensão máxima de serviço de 3,50 daN/mm^2, correspondente a uma força de 445,28 daN (tração horizontal de 442,60 daN), equivalente a 6,70% da respetiva carga de rotura.

Importa salientar que a tensão máxima de serviço apresenta um valor superior à tração horizontal, uma vez que corresponde ao esforço total atuante no condutor de fase ou cabo de guarda, incluindo a componente vertical associada ao seu próprio peso e às cargas adicionais aplicadas. A tração horizontal, em contraste, representa apenas a componente paralela ao vão, não incorporando a resultante das forças verticais.

Adicionalmente, as trações máximas calculadas para os condutores ACSR 325 (*Bear*), "135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA"e ACSR 130 *Guinea* em cenário de EDS não ultrapassam 25,00% da respetiva carga de rotura, conforme definido na norma EN 50341 e descrito na Secção 3.2.1, atingindo valores máximos de 17,60%, 14,40% e 4,30%, respetivamente.

Verifica-se, assim, que as trações calculadas para o condutor e para o cabo de guarda mantêm-se abaixo dos limites admissíveis de 40% da respetiva carga de rotura, conforme definido no RSLEAT e descrito na Secção 3.2.1. Estes resultados viabilizam a conformidade do dimensionamento com os critérios regulamentares e asseguram a resistência mecânica necessária para garantir a estabilidade da infraestrutura em análise.

5.3.2.4 Análise da Estabilidade Estrutural dos Apoios

O projeto adotou uma solução construtiva mista, utilizando apoios em betão maioritariamente nos troços de alinhamento e apoios metálicos nos pontos com maiores solicitações mecânicas, como ângulos acentuados, reforços ou fins de linha, assegurando a viabilidade técnico-económica.

A definição do traçado exigiu a aplicação de várias tipologias de apoio, assim como, alinhamento (SAN), ângulo (AAN), fim de linha (AAF) e reforço (AAR), sendo que este último tem como objetivo evitar a queda sequencial da linha em caso de rotura do condutor, prevenindo o efeito dominó, ainda que o regulamento preveja a sua instalação, no máximo, a cada 15 vãos[4].

A estabilidade estrutural dos apoios foi verificada no *software* CLINHAS, assim como representado na Figura 5.11, com base em todas as combinações de ações regulamentares definidas no RSLEAT. Por ultimo, as taxas de esforço foram calculadas através da comparação entre os esforços atuantes e os esforços resistentes de cálculo indicados nas fichas técnicas dos apoios.

[4]Artigo 63º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.

APOIOS			CARGAS					
N.	F+I+R	TIPO	FXmax	FYmax	FZmax	FX	FY	FZ	Ve
0	A A N	Pórtico 60kV	1	1	1	4580	305	261	0
						43	0	261	
1	A A F	F165CD/15	15221	15736	5047	8684	1072	1197	1
						178	0	1197	
2	A A N	F95CD/15	8480	9072	3355	3316	1483	1583	1
						261	0	1583	
3	S A N	22A5000	2467	4934	4000	0	1788	1773	1
						340	0	1773	
4	S A N	28A5000	2467	4934	4000	0	2074	2043	1
						397	0	2043	
5	A A R	F165CD/15	15221	15736	5047	0	9399	2101	1
						8290	0	2101	
6	S A N	F65CD/21	5537	6055	2695	0	1822	1805	1
						346	0	1805	
7	A A N	20A7500	3334	7353	4000	0	4200	1953	1
						338	0	1953	
8	S A N	22A5000	2467	4934	4000	0	1648	1642	1
						312	0	1642	
9	A A N	F165CD/18	15221	15736	5047	3228	8377	1716	1
						274	0	1716	
10	A A F	F165CD/18	15221	15736	5047	8780	2256	1449	1
						229	0	1449	
11	A A N	Pórtico 60kV	1	1	1	4580	455	523	0
						73	0	523	

FIGURA 5.11: Extrato da análise de estabilidade dos apoios no *software* CLINHAS.

Por fim, os pórticos não se encontram assinalados como "verificados" (Ve = 1), assim como representado na Figura 5.11, uma vez que não existem, na biblioteca de apoios e armações do CLINHAS, dados relativos aos esforços limite admissíveis para este tipo de estrutura. Ainda assim, foram consideradas trações reduzidas nos cabos que estão amarrados ao pórtico, conforme avaliado anteriormente e justificado no Anexo C.6

As taxas de esforços máximos aplicados aos apoios da linha estão representadas na Figura 5.12.

Cálculo de Estabilidade dos Apoios												Análise Esforços		
N.º	F+I+R	TIPO	Ângulo [Grd.]	Vão de Vento [m]	Vão Gravitico [m]	FXmax	FYmax	FZmax	FX	FY	FZ	Taxa de Esforço Max.	Fx+Fy	Fz
1	AAF	F165CD/15	-	104	177	15736	15221	5047	8684	1072	1197	62%	62%	24%
									178	0	1197		1%	24%
2	AAN	F95CD/15	-	152	156	8480	9072	3355	3316	1483	1583	55%	55%	47%
									261	0	1583		3%	47%
3	SAN	22A5000	-	198	210	2467	4934	4000	0	1788	1773	44%	36%	44%
									340	0	1773		14%	44%
4	SAN	28A5000	-	232	141	2467	4934	4000	0	2074	2043	51%	42%	51%
									397	0	2043		16%	51%
5	AAR	F165CD/15	28,88	216	277	15736	15221	5047	0	9399	2101	62%	62%	42%
									8290	0	2101		53%	42%
6	SAN	F65CD/21	-	202	133	5537	6055	2695	0	1822	1805	67%	30%	67%
									346	0	1805		6%	67%
7	AAN	20A7500	-8,96	198	212	3334	7353	4000	0	4200	1953	57%	57%	49%
									338	0	1953		10%	49%
8	SAN	22A5000	-	182	179	2467	4934	4000	0	1648	1642	41%	33%	41%
									312	0	1642		13%	41%
9	AAN	F165CD/18	-29,39	170	322	15221	15736	5047	3228	8377	1716	74%	74%	34%
									274	0	1716		2%	34%
10	AAF	F165CD/18	-13,03	137	56	15736	15221	5047	8780	2256	1449	71%	71%	29%
									229	0	1449		1%	29%

FIGURA 5.12: Taxas de esforços máximos aplicados aos apoios da linha em estudo.

Os resultados obtidos comprovam a conformidade de todas as estruturas face aos requisitos de estabilidade, sendo que a taxa de esforço máxima registada foi de 74%, no apoio P9, confirmando que mesmo o elemento mais solicitado mantém uma margem de segurança de 26%, conforme ilustrado no Anexo C.6 (Figura C.8), garantindo a viabilidade estrutural face aos esforços aplicados.

5.3.2.5 Análise das Distâncias entre Condutores

A verificação do cumprimento da distância mínima entre condutores de fases distintas evidenciou que, conforme ilustrado na Figura 5.13, os valores se mantêm superior ao valor mínimo regulamentar exigido para linhas aéreas de alta tensão, prevenindo a ocorrência de arcos elétricos. As distâncias máximas refletem a envergadura lateral da armação dos apoios, definida pela configuração dos braços de suporte.

Os valores obtidos situam-se entre o limite mínimo de segurança determinado pela fórmula do RSLEAT[5], conforme ilustrado na Tabela 3.9, e o limite máximo estrutural da armação.

APOIOS			DISTANCIAS				
N.	F+I+R	TIPO	Max.Esq.	Calc.Esq.	Max.Dir.	Calc.Dir.	Verif
0	A A N	Pórtico 60kV	0.00	0.00	0.00	1.27	0
1	A A F	F165CD/15	2.70	1.27	2.70	1.58	1
2	A A N	F95CD/15	2.70	1.58	2.70	1.35	1
3	S A N	22A5000	2.50	1.35	2.50	2.15	1
4	S A N	28A5000	2.50	2.15	2.50	1.93	1
5	A A R	F165CD/15	2.70	1.93	2.70	1.84	1
6	S A N	F65CD/21	2.25	1.84	2.25	1.77	1
7	A A N	20A7500	2.50	1.77	2.50	1.81	1
8	S A N	22A5000	2.50	1.81	2.50	1.61	1
9	A A N	F165CD/18	2.70	1.61	2.70	1.74	1
10	A A F	F165CD/18	2.70	1.74	2.70	1.43	1
11	A A N	Pórtico 60kV	0.00	1.43	0.00	0.00	0

FIGURA 5.13: Verificação das distâncias mínimas entre condutores de fases distintas.

Por último, dado que ambos os ternos integram o mesmo circuito, foi considerada a ligação dos condutores de fase ao pórtico em feixe duplo, conforme ilustrado a vermelho na Figura 5.14, permitindo limitar as oscilações transversais induzidas pelo vento, resultantes da transposição de esteira vertical dupla para esteira vertical simples, assegurando o cumprimento das distâncias mínimas entre fases.

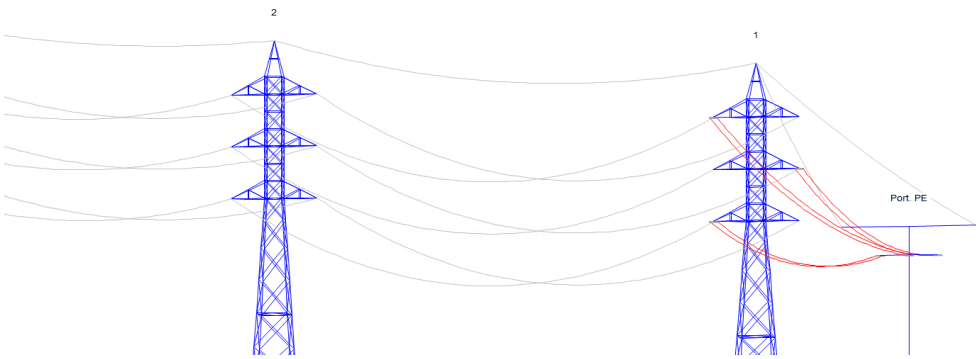


FIGURA 5.14: Ligação ao Pórtico em Feixe Duplo.

[5]Artigo 31.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.

5.3.2.6 Análise da Estabilidade das Cadeias de Isoladores em Suspensão

As cadeias de isoladores selecionadas, 6xU100BS+HA1+HA2, cumprem a norma *DRE-C10-001/N* da E-Redes e foram escolhidas considerando a secção do condutor e a classificação da zona de poluição ligeira, sendo a seleção uniforme para apoios normais e de reforço.

O ângulo de oscilação das cadeias de isoladores nos apoios de suspensão foi verificado, mantendo-se abaixo do limite de 72,50 grados, conforme ilustrado na Figura 5.15, definido em função do comprimento das cadeias de 1,20 metros e da distância de segurança de 0,50 metros, recomendada pela E-Redes. Esta inclinação resulta da ação combinada das cargas verticais e da força do vento transversal, sendo avaliada de acordo com as condições de projeto consideradas.

APOIOS			ANGULOS		
N.	F+I+R	TIPO	Maximo	Calculado	Verifica
3	S A N	22A5000	72.50	29.52	1
4	S A N	28A5000	72.50	50.91	1
6	S A N	F65CD/21	72.50	44.69	1
8	S A N	22A5000	72.50	29.98	1

FIGURA 5.15: Análise do ângulo de inclinação das cadeias de isoladores em suspensão.

Durante a fase preliminar de dimensionamento, foi detetado que o apoio de suspensão P4, inicialmente do tipo 22A5000, não cumpria este requisito, apresentando uma inclinação superior a 72,50 grados, consequência do acentuado desnível entre os vãos adjacentes. Para corrigir esta não conformidade, o apoio foi substituído por um modelo de altura superior, do tipo 28A5000, permitindo reduzir o ângulo de inclinação da cadeia para 50,91 grados.

5.3.2.7 Análise do Ângulo de Enrolamento dos Condutores nas Cadeias de Isoladores

O ângulo de enrolamento formado pelos condutores nas cadeias em suspensão manteve-se superior ao limite mínimo admissível de 167 grados, conforme ilustrado na Figura 5.16 e analisado previamente na Secção 3.2.9, prevenindo danos por dobragem excessiva nos condutores em suspensão.

APOIOS			ANGULOS		
N.	F+I+R	TIPO	Minimo	Calculado	Verifica
3	S A N	22A5000	167.00	187.72	1
4	S A N	28A5000	167.00	191.53	1
6	S A N	F65CD/21	167.00	191.34	1
8	S A N	22A5000	167.00	188.31	1

FIGURA 5.16: Análise do ângulo dos condutores nas fixações.

Por fim, a análise integrada dos esforços atuantes nos condutores, da estabilidade estrutural dos apoios, das distâncias entre condutores, da oscilação das cadeias de isoladores e do ângulo de enrolamento dos condutores nas cadeias de suspensão confirmou a conformidade com os limites regulamentares, assegurando a operação segura e contínua da infraestrutura ao longo de todo o seu ciclo de vida útil.

5.4 Estudo de Caso 2: Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV

O segundo estudo de caso consiste no projeto de uma linha aérea de transporte a 400 kV, representada na Figura 5.17, com um comprimento aproximado de 3,94 km, concebida para interligar a Subestação da Central Solar Fotovoltaica de Montargil à Subestação de Tavira, integrando-a na RNT.

FIGURA 5.17: Vista aérea no *Google Earth* da Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV.

A ligação entre a CSF de Montargil e a SE de Tavira, a 400 kV, será estabelecida através de uma linha aérea de circuito simples, com dois condutores por feixe e um total de 11 apoios. Os condutores serão dispostos em esteira horizontal no troço entre os apoios P1–P6 e em esteira vertical entre os apoios P7–P11. Complementarmente, foi prevista a inclusão de um terno de reserva não equipado, a cerca de 1,48 km da subestação de Tavira, com o objetivo de facilitar futuras ligações à SE de Tavira.

A documentação técnica que complementa o presente estudo encontra-se estruturada nos anexos, incluindo a Memória Descritiva e Justificativa integral do projeto (Anexo E), os cálculos de suporte à análise técnica (Anexo F) e as peças desenhadas, com perfil longitudinal e planta parcelar da linha em estudo (Anexo G).

5.4.1 Análise do Desempenho Elétrico

A avaliação do desempenho elétrico da linha foi conduzida através da ferramenta *PowerFlowCalc*, recorrendo aos modelos matemáticos e aos parâmetros definidos na Secção 3.1.

5.4.1.1 Seleção do Condutor e Configuração da Linha

Para linhas de transporte a 400 kV, a seleção do condutor segue as práticas técnicas estabelecidas pela REN, não tendo sido, por conseguinte, efetuado um estudo comparativo de viabilidade, sendo diretamente adotado o condutor ACSR 595 (*Zambeze*). O projeto considerou uma configuração em feixe duplo, constituída por dois condutores espaçados 400 mm, solução consolidada para este nível de tensão, que permite maximizar a capacidade de transporte de potência, reduzir a intensidade do campo elétrico superficial e, consequentemente, mitigar o efeito coroa e diminuir as perdas associadas.

A temperatura ambiente de referência considerada para o cálculo, fixada em 35 °C, baseou-se no mapa isotérmico constante na Portaria n.º 596/2010, representado na Figura 3.1, correspondente à zona geográfica do projeto, nomeadamente ao distrito de Faro. Adicionalmente, a temperatura máxima do condutor foi fixada em 85 °C, de acordo com a prática da REN para linhas aéreas de MAT.

Com base nestes parâmetros, foi calculada a ampacidade e a potência máxima de transporte, do condutor ACSR 595 (*Zambeze*), conforme representado na Figura 5.18.

Potência Máxima Admissível [MVA]

P[MVA]= 1 854,0	T. Amb. [°C]= 15	T. Cond. [°C]= 85
P[MVA]= 1 544,0	T. Amb. [°C]= 35	T. Cond. [°C]= 85

Itensidade de Corrente Máxima Admissível por Condutor [A]

Temperatura Condutor [°C]	Temperatura Ambiente [°C]				
	15	30	32	33	35
40	724	374	297	250	107
45	823	456	380	336	220
50	910	605	551	522	458
55	987	722	678	655	606
60	1 057	820	782	762	721
65	1 121	905	872	855	819
70	1 181	982	952	936	904
75	1 236	1 051	1 024	1 010	981
80	1 289	1 116	1 090	1 077	1 050
85	1 338	1 175	1 151	1 139	1 114
90	1 385	1 231	1 208	1 197	1 174
95	1 430	1 283	1 262	1 251	1 230
100	1 472	1 333	1 313	1 303	1 282
105	1 513	1 380	1 361	1 351	1 332
110	1 552	1 425	1 407	1 398	1 379

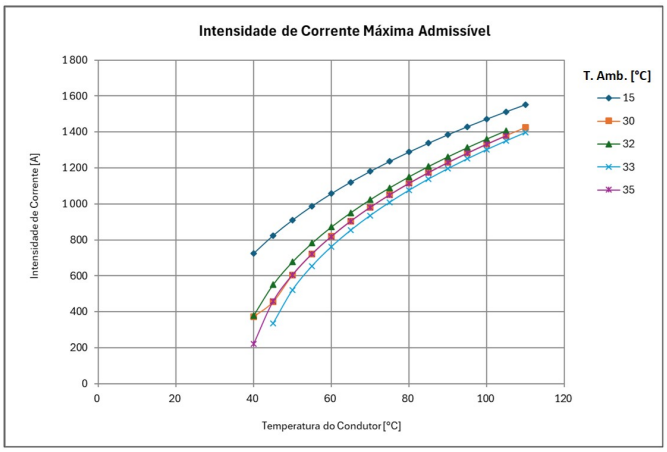


FIGURA 5.18: Ampacidade e potência máxima de transporte.

Conclui-se que, para uma temperatura ambiente de 35 °C e uma temperatura máxima admissível do condutor de 85 °C, a potência máxima de transporte atinge aproximadamente 1544 MVA, o que corresponde a uma corrente de cerca de 1114 A por condutor, considerando $\cos\phi$ = 1,00, conforme ilustrado na Figura 5.18. O dimensionamento da linha foi estabelecido em 1385 MVA, garantindo uma margem térmica e operacional que assegura a fiabilidade e previne a operação contínua no limite máximo do condutor.

5.4.1.2 Análise do Trânsito de Potência

Após seleção do condutor, foi validado o seu respetivo funcionamento para diferentes condições de operação, através da simulação de quatro regimes de carga distintos, utilizando a funcionalidade «Cálculo para Diferentes Regimes de Carga» da ferramenta *PowerFlowCalc*.

Os regimes analisados correspondem à tensão mínima na receção e à tensão máxima na emissão, para fatores de potência unitário ($\tan\phi$ = 0) e indutivo ($\tan\phi$ = 0,30), resumidas na Tabela 5.5.

TABELA 5.5: Resultados do trânsito de potência para os quatro regimes de carga distintos.

Parâmetro	**tg** $\phi = 0$	**tg** $\phi = 0$	**tg** $\phi = 0,30$	**tg** $\phi = 0,30$
Potência na Emissão [MVA]	1385,00	1385,00	1385,00	1385,00
Corrente na Emissão [A]	1997,34	1903,88	2076,21	1987,71
Tensão na Emissão [kV]	400,35	420,00	402,10	420,00
Tensão na Receção [kV]	400,00	419,67	400,00	417,98
Queda de Tensão [kV [%]]	0,35 [0,09]	0,33 [0,08]	2,10 [0,52]	2,02 [0,51]
Perdas na Linha [MW]	2,41	2,19	2,61	2,39
Temperatura do Condutor [°C]	81,84	78,57	84,72	81,50

O estudo detalhado, abrangendo os quatro regimes de carga distintos, encontra-se disponível no Anexo F.3 (Figura F.3).

Os resultados evidenciam que, mesmo considerando o cenário mais desfavorável, a queda de tensão e as perdas permanecem em valores reduzidos, confirmando a viabilidade técnica da solução adotada.

5.4.1.3 Análise dos Campos Eletromagnéticos

A verificação da conformidade da linha com os limites de exposição a campos eletromagnéticos, estabelecidos na Portaria n.º 1421/2004, constitui um requisito obrigatório do projeto. Para o efeito, foi realizada uma análise detalhada recorrendo aos algoritmos implementados na ferramenta *PowerFlowCalc*, cujos modelos de cálculo estão descritos na secção 3.1.

A análise foi realizada considerando os casos mais desfavoráveis de cada uma das diferentes geometrias de apoio previstas no projeto, incluindo as configurações em esteira horizontal, vertical simples e vertical dupla. Desta forma, foram consideradas duas alturas mínimas distintas dos condutores em relação ao solo, sendo que, na disposição em esteira horizontal, a menor altura registada ocorreu no vão entre os apoios P2 e P3, com 14,24 metros, enquanto na configuração em esteira vertical simples e dupla, prevista para acomodar a eventual instalação futura do segundo terno, a altura mínima registada foi de 14,13 metros no vão compreendido entre os apoios P10 e P11.

Importa salientar que, para a análise dos campos elétrico e magnético da armação em esteira vertical dupla, foi implementada uma geometria com sequência de fases oposta entre os dois circuitos, o que proporcionou uma atenuação significativa da intensidade dos campos na envolvente, garantindo valores inferiores aos que seriam obtidos com uma sequência de fases homóloga. Contudo, a disposição final poderá ser ajustada em função das imposições técnicas da subestação de Tavira.

Os valores máximos do campo elétrico, ao nível do solo e a 1,80 metros de altura, calculados para a tensão nominal de serviço (400 kV), estão apresentados na Tabela 5.6.

TABELA 5.6: Valores máximos calculados do campo elétrico à tensão nominal para as diferentes geometrias de armação.

Geometria da Armação	**Campo Elétrico Máximo (Nível do solo) [kV/m]**	**Campo Elétrico Máximo (a 1,80 m do solo) [kV/m]**
Esteira Horizontal	3,63	3,71
Esteira Vertical Simples	3,70	3,79
Esteira Vertical Dupla	3,16	3,26

Os perfis transversais do campo elétrico à tensão nominal para cada configuração podem ser consultados no Anexo F.4 (Figura F.4, F.7 e F.10).

Os valores máximos do campo elétrico, ao nível do solo e a 1,80 metros de altura, calculados para a tensão máxima de serviço (420 kV), estão apresentados na Tabela 5.7.

TABELA 5.7: Valores máximos calculados do campo elétrico à tensão máxima para as diferentes geometrias de armação.

Geometria da Armação	**Campo Elétrico Máximo (Nível do solo) [kV/m]**	**Campo Elétrico Máximo (a 1,80 m do solo) [kV/m]**
Esteira Horizontal	3,81	3,90
Esteira Vertical Simples	3,88	3,98
Esteira Vertical Dupla	3,31	3,42

Os perfis transversais do campo elétrico à tensão máxima para cada configuração podem ser consultados no Anexo F.4 (Figura F.5, F.8 e F.11).

Em todos os cenários, os valores são significativamente inferiores ao nível de referência de 5 kV/m, estabelecido na Tabela 3.2 para exposição do público em geral, confirmando o cumprimento da legislação vigente, por parte do projeto, com uma margem de segurança considerável.

Adicionalmente, o valor máximo do campo elétrico à superfície dos condutores, entre as diferentes armações, é de 16,85 kV/cm, identificado na esteira horizontal intermédia da armação vertical dupla.

Por último, procedeu-se ao cálculo da densidade de fluxo magnético considerando as condições de operação mais desfavoráveis de cada configuração geométrica dos apoios previstas no projeto, correspondentes à corrente máxima de serviço de 1038,10 A, por condutor, equivalente a metade da corrente total apresentada na Tabela 5.5, sendo os valores máximos obtidos apresentados na Tabela 5.8.

TABELA 5.8: Valores máximos calculados da densidade de fluxo magnético para as diferentes geometrias de armação.

Geometria da Armação	Densidade de Fluxo Magnético Máxima [µT]
Esteira Horizontal	28,652
Esteira Vertical Simples	17,122
Esteira Vertical Dupla	20,823

Os perfis transversais do campo magnético para cada configuração podem ser consultados no Anexo F.4 (Figura F.6, F.9 e F.12).

O valor máximo obtido, de 28,652 µT, registado na configuração de Esteira Horizontal, é significativamente inferior ao limite de referência de 100 µT, indicado na Tabela 3.2, garantindo a conformidade da linha com os limites regulamentares.

De forma global, a análise dos campos elétrico e magnético, nas condições de serviço mais desfavoráveis, evidencia que a configuração geométrica da linha e as condições de operação projetadas proporcionam margens de segurança adequadas, garantindo a proteção do público e de equipamentos adjacentes.

5.4.2 Análise do Desempenho Mecânico

O comportamento mecânico-estrutural da linha foi analisado através do *software* PLS-CADD, que possibilitou a modelação tridimensional do traçado, a otimização dos apoios e a verificação do cumprimento dos critérios normativos descritos na secção 3.2, substituindo, assim, a validação realizada previamente com o CLINHAS no estudo de caso anterior.

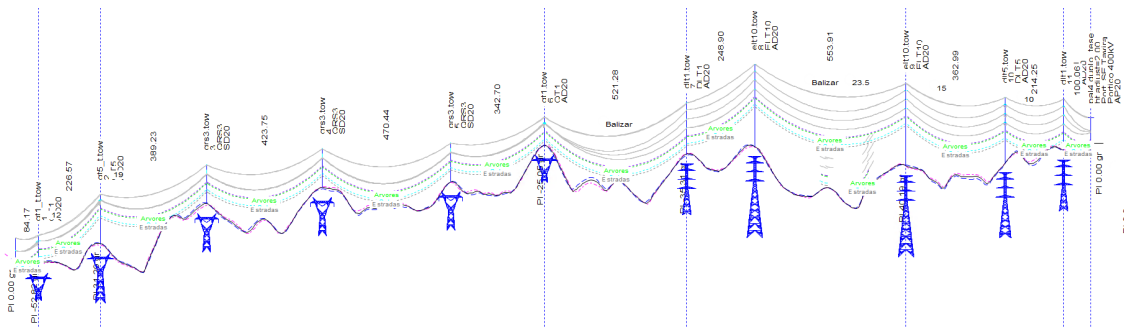


FIGURA 5.19: Representação do Perfil Longitudinal da Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV, no PLS-CADD.

5.4.2.1 Verificação das Distâncias Mínimas de Segurança ao Solo

A verificação da distância mínima de segurança ao solo foi realizada com base na determinação da flecha máxima dos condutores à temperatura de serviço de 85 °C, de acordo com a prática usual da REN. O vão mais desfavorável, conforme identificado anteriormente, entre os apoios P10 e P11, apresentou uma distância mínima de 14,13 metros, sendo 0,13 metros superior ao valor recomendado pela REN, apresentado na Tabela 3.10, e 6,13 metros ao valor regulamentar de 8 metros calculado consoante o RSLEAT[6].

5.4.2.2 Verificação das Distâncias Mínimas de Segurança em Cruzamentos

A avaliação dos cruzamentos com infraestruturas existentes foi efetuada com recurso ao PLS-CADD, garantindo o cumprimento das distâncias de segurança vertical estabelecidas pelo RSLEAT[7] e a recomendação dos 7,00 metros da REN, conforme indicado na Tabela 3.10.

O traçado da linha em projeto interceta três infraestruturas existentes, nomeadamente duas linhas aéreas de transporte a 400 kV e uma linha de distribuição a 15 kV, sobrepondo-se a estas. Para cada cruzamento foram consideradas as situações de flecha mais desfavoráveis, aplicando-se aos condutores superiores das linhas existentes uma temperatura mínima de -5°C, de modo a reduzir a flecha, e ao condutor inferior da linha em projeto a temperatura máxima de serviço de 85°C, de forma a maximizar a flecha e reduzir a distância vertical entre os condutores.

Cruzamento com a Linha Tavira - Puebla de Guzmán (LTVR.PGN), a 400 kV

O primeiro cruzamento ocorre no vão compreendido entre os apoios P8 e P9, com a linha aérea dupla denominada por Linha Tavira - Puebla de Guzmán (LTVR.PGN), a 400 kV, com o ponto de cruzamento situado a 257,28 metros do apoio mais próximo, resultando numa distância vertical mínima regulamentar entre condutores de 6,79 metros[8].

A análise no PLS-CADD, ilustrada em vista tridimensional na Figura 5.20 e em relatório na Figura 5.21, indica uma distância radial efetiva de 7,12 metros, excedendo o limite mínimo regulamentar calculado e a altura recomendada pela REN, justificando a conformidade do cruzamento.

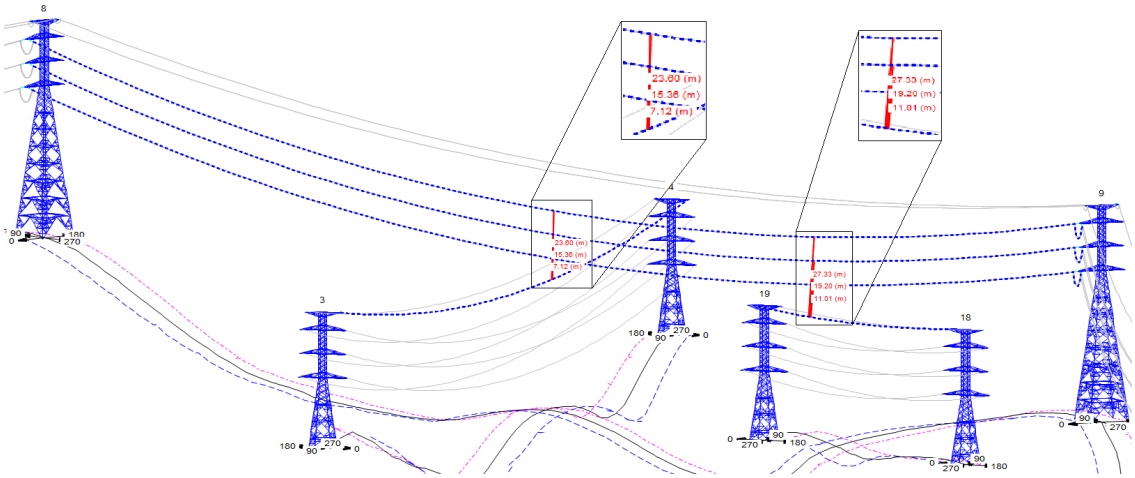


FIGURA 5.20: Visualização tridimensional do cruzamento com as linhas aéreas LTVR.PGN e LALT.TVR, ambas a 400 kV, no PLS-CADD.

[6]Artigo 27º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[7]Artigo 109.º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro.
[8]Artigo 109º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro

Clearances measured for the selected span of the following two sections

Circuit '400KV' Section #18 from structure #8 to structure #9, start set #3 '3', end set #13 '13'
Cable 'v:\tecnico\outros\t\inputs\cabos\zambeze ren', Ruling span (m) 548.845
Sagging data: Catenary (m) 1553.3, Horiz. Tension (daN) 2749.34 22.97% of Ultimate Condition I Temperature (deg C) 15
Clearance checked for weather case 85°, condition C, wind normal to span.

Section #57 from structure #3 to structure #4, start set #1 '1', end set #11 '11'
Cable 'v:\tecnico\outros\t\inputs\cabos\opgw_as_aa_32_94_ast_2x20-cabelte', Ruling span (m) 418.739
Sagging data: Catenary (m) 1608.5, Horiz. Tension (daN) 891.535 12.56% of Ultimate Condition I Temperature (deg C) 15
Clearance checked for weather case -5°, condition C, wind normal to span.

Section Clearance Report Required clearance (m) 7.00

Wire 1 Back Attachment Str. #	Wire 1 Back Attachment Set #	Wire 1 Back Attachment Phase #	Wire 1 Minimum Clearance Station (m)	Wire 1 Minimum Clearance Offset (m)	Wire 1 Minimum Clearance Point-Horiz. Distance To Back Str. (m)	Wire 2 Back Attachment Str. #	Wire 2 Back Attachment Set #	Wire 2 Back Attachment Phase #	Wire 2 Minimum Clearance Station (m)	Wire 2 Minimum Clearance Offset (m)	Wire 2 Minimum Clearance Point-Horiz. Dist. To Back Str. (m)	Wire 1 Wind-From	Wire 2 Wind-From	Minimum OK Clearance (m)
8	3	3	6968.16	6.21	275.43	3	1	1	6968.26	6.00	256.08	Right	Right	7.12 OK
8	3	3	6968.16	6.21	275.43	3	1	1	6968.26	6.00	256.08	Left	Left	7.12 OK

FIGURA 5.21: Relatório de verificação do cruzamento com a linha aérea LTVR.PGN, a 400 kV, extraído do PLS-CADD.

Cruzamento com a Linha Alcoutim - Tavira (LALT.TVR), 400 kV

De forma análoga, no vão existente entre os apoios P8 e P9, a linha em projeto cruza uma segunda linha aérea dupla denominada por Linha Alcoutim - Tavira (LALT.TVR), a 400 kV, com o ponto de cruzamento localizado a 121,57 metros do apoio mais próximo, resultando numa distância vertical mínima regulamentar entre condutores de 6,11 metros[9].

Dada a proximidade em relação à interseção anterior, o cruzamento em análise encontra-se igualmente representado em vista tridimensional na Figura 5.20. O relatório da simulação correspondente, apresentado na Figura 5.22, indica uma distância radial efetiva de 11,01 metros, excedendo o limite mínimo regulamentar calculado e a altura recomendada pela REN, justificando a conformidade do cruzamento.

Clearances measured for the selected span of the following two sections

Circuit '400KV' Section #18 from structure #8 to structure #9, start set #3 '3', end set #13 '13'
Cable 'v:\tecnico\outros\t\inputs\cabos\zambeze ren', Ruling span (m) 548.845
Sagging data: Catenary (m) 1553.3, Horiz. Tension (daN) 2749.34 22.97% of Ultimate Condition I Temperature (deg C) 15
Clearance checked for weather case 85°, condition C, wind normal to span.

Section #61 from structure #18 to structure #19, start set #1 '1', end set #11 '11'
Cable 'v:\tecnico\outros\t\inputs\cabos\opgw_as_aa_32_94_ast_2x20-cabelte', Ruling span (m) 172.492
Sagging data: Catenary (m) 1553.4, Horiz. Tension (daN) 860.995 12.13% of Ultimate Condition I Temperature (deg C) 15
Clearance checked for weather case -5°, condition C, wind normal to span.

Section Clearance Report Required clearance (m) 7.00

Wire 1 Back Attachment Str. #	Wire 1 Back Attachment Set #	Wire 1 Back Attachment Phase #	Wire 1 Minimum Clearance Station (m)	Wire 1 Minimum Clearance Offset (m)	Wire 1 Minimum Clearance Point-Horiz. Distance To Back Str. (m)	Wire 2 Back Attachment Str. #	Wire 2 Back Attachment Set #	Wire 2 Back Attachment Phase #	Wire 2 Minimum Clearance Station (m)	Wire 2 Minimum Clearance Offset (m)	Wire 2 Minimum Clearance Point-Horiz. Dist. To Back Str. (m)	Wire 1 Wind-From	Wire 2 Wind-From	Minimum OK Clearance (m)
8	3	3	7353.22	5.94	411.99	18	1	1	7355.04	6.00	120.14	Right	Right	11.01 OK
8	3	3	7353.22	5.94	411.99	18	1	1	7355.04	6.00	120.14	Left	Left	11.01 OK

FIGURA 5.22: Relatório de verificação do cruzamento com a linha aérea LALT.TVR, a 400 kV, extraído do PLS-CADD.

Cruzamento da Linha Amoreira (FR 15-61-1-10-18), a 15 kV

Por último, ocorre um cruzamento no vão compreendido entre os apoios P10 e P11, com a linha aérea denominada por ”FR 15-61-1-10-18/AMOREIRA”, a 15 kV, com o ponto de cruzamento situado a 95,56 metros do apoio mais próximo, resultando numa distância vertical mínima regulamentar entre condutores de 5,98 metros[10].

[9] Artigo 109º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro
[10] Artigo 109º, Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de fevereiro

A análise realizada no PLS-CADD, ilustrada em vista tridimensional na Figura 5.23 e em relatório na Figura 5.24, indica uma distância radial efetiva de 8,63 metros, excedendo o limite mínimo regulamentar calculado e a altura recomendada pela REN, justificando a conformidade do cruzamento.

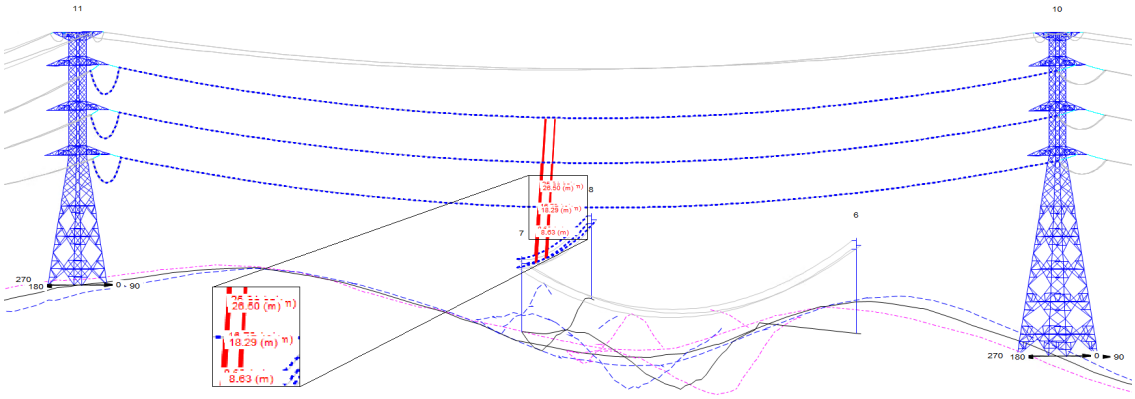


FIGURA 5.23: Visualização tridimensional do cruzamento com a linha aérea FR 15-61-1-10-18/AMOREIRA, a 15 kV, no PLS-CADD.

```
Clearances measured for the selected span of the following two sections

Section #66 from structure #7  to structure #8, start set #3 'cc1', end set #3 'cc1'
Cable 'v:\tecnico\outros\t\inputs\cabos\aco50mm2', Ruling span (m) 106.541
Sagging data:  Catenary (m) 770, Horiz. Tension (daN) 233.31 4.05% of Ultimate  Condition I Temperature (deg C) 15
Clearance checked for weather case -5°, condition C, wind normal to span.

Circuit '400KV' Section #24 from structure #10  to structure #11, start set #3 '3', end set #13 '13'
Cable 'v:\tecnico\outros\t\inputs\cabos\zambeze ren', Ruling span (m) 211.264
Sagging data:  Catenary (m) 662.3, Horiz. Tension (daN) 1172.27 9.80% of Ultimate  Condition I Temperature (deg C) 15
Clearance checked for weather case 85°, condition C, wind normal to span.

Section Clearance Report  Required clearance  (m) 7.00
--------------------Wire 1-------------------- | ---------------------Wire 2--------------------- |  Wire 1  Wire 2   Minimum OK
-Back Attachment--- --Minimum Clearance Point- | --Back Attachment--- --Minimum Clearance Point- | -----Wind------ Clearance
 Str.    Set  Phase  Station   Offset   Horiz. |  Str.    Set  Phase  Station   Offset   Horiz. | -----From------
    #      #      #                    Distance |     #      #      #                    Dist. |
                                      To Back  |                                     To Back  |
                                         Str.  |                                        Str.  |
                          (m)       (m)    (m) |                          (m)       (m)    (m) |                          (m)
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
     7      3      1  7768.75      0.88   27.96       10      3      3  7768.23      0.31  119.38  Right    Right          8.63 OK
     7      3      1  7768.75      0.88   27.96       10      3      3  7768.23      0.31  119.38  Left     Left           8.63 OK
```

FIGURA 5.24: Relatório de verificação do cruzamento com a linha aérea FR 15-61-1-10-18/AMOREIRA, a 15 kV, extraído do PLS-CADD.

A análise global confirma que todos os cruzamentos excedem o limite mínimos regulamentares calculados e a altura recomendada pela REN, assegurando a compatibilidade operacional entre a linha projetada e as infraestruturas existentes.

5.4.2.3 Análise das Trações Aplicadas nos Condutores

A avaliação das solicitações mecânicas nos condutores foi realizada com recurso ao *software* PLS-CADD, considerando cinco estados atmosféricos cujos parâmetros de temperatura e pressão do vento aplicados ao presente projeto se encontram resumidos na Tabela 5.9.

Os estados 1, 2 e 3, correspondentes a ventos máximos habituais, vento reduzido e EDS, respetivamente, têm como objetivo a verificação das trações e esforços nos condutores de fase. O estado 4, relativo à temperatura máxima dos condutores de fase e à temperatura mínima dos cabos de guarda, destina-se à avaliação da flecha máxima e mínima para controlo das distâncias ao solo e entre condutores. Por fim, o estado 5, referente ao desvio das cadeias de isoladores, permite verificar a distância entre condutores e assegurar a conformidade com os limites normativos.

TABELA 5.9: Estados atmosféricos aplicados ao projeto.

Estado	Designação	Temperatura [°C]	Pressão do Vento [Pa]
1	Ventos máximos habituais	15	1050
2	Vento reduzido	-5	420
3	*Everyday Stress* (EDS)	15	0
4	Temperatura máxima e mínima	85 / -5	0
5	Desvio das cadeias	15	525

Para a zona geográfica em análise, a sobrecarga devida à formação de gelo foi desconsiderada, uma vez que as cotas altimétricas dos apoios situam-se entre os 245.91 metros e os 355,89 metros, intervalo para o qual essa condição não é aplicável, conforme justificado na Tabela 3.3.

As pressões de vento máxima e reduzida foram consideradas em função da altura total dos apoios, tendo sido considerados valores de 1050 Pa e 420 Pa, respetivamente, conforme previsto no RSLEAT e apresentado na Tabela 3.5, aplicáveis a apoios com altura superior a 50 metros. Complementarmente, para os condutores de MAT, foi considerada uma temperatura máxima de serviço de 85 °C, em vez dos 75 °C regulamentares, em conformidade com a prática da REN, o que resulta numa maior flecha nos cenários analisados e assegura maiores margens de segurança no dimensionamento.

Foi considerada a instalação de um cabo de guarda adicional do tipo *ACSR 153 Dorking* nas ligações ao pórtico da SE de Tavira, de forma a reforçar a proteção contra descargas atmosféricas na zona de interligação entre a linha e a subestação.

Considerando a avaliação dos cenários correspondentes às condições de maior tração em cada condutor, os resultados apresentados no Anexo F.5 (Figura F.13) demonstram que o dimensionamento mecânico é condicionado pelos estados de *Ventos Máximos Habituais* (Estado 1) e *Vento Reduzido sem Gelo* (Estado 2):

- A tração no condutor ACSR 595 (*Zambeze*), com secção equivalente de 594,97 mm^2, atinge 34,30% da sua carga de rotura, correspondente a 11967 daN. Este valor traduz-se numa tensão máxima de serviço de 6,90 daN/mm^2 (tração horizontal de 6,76 daN/mm^2), resultando numa força limite de 4104,10 daN.
- Relativamente ao cabo de guarda OPGW "AS/AA-39/94 40FO 25 kA", com uma secção de 132,50 mm^2 e carga de rotura de 7097 daN, foi considerada uma tração máxima de serviço de 15,53 daN/mm^2, correspondente a uma força de 2058,28 daN (tração horizontal de 2024,40 daN), valor que representa 29,00% da respetiva carga de rotura.
- No que respeita ao cabo de guarda ACSR 153 *Dorking*, com secção de 152,81 mm^2 e carga de rotura de 7708 daN, a tração máxima de serviço atingiu 11,15 daN/mm^2 (tração horizontal de 10,90 daN/mm^2), equivalente a uma força de 1703,47 daN, o que corresponde a 22,10% da respetiva carga de rotura.

Importa salientar que a tensão máxima de serviço apresenta um valor superior à tração horizontal, uma vez que corresponde ao esforço total atuante no condutor de fase ou cabo de guarda, incluindo a componente vertical associada ao seu próprio peso e às cargas adicionais aplicadas. A tração horizontal, por seu lado, representa apenas a componente paralela ao vão, não incorporando a resultante das forças verticais.

O valor máximo de tração, registado no vão P8–P9 devido ao cruzamento com a linha Tavira–Puebla de Guzmán (LTVR.PGN), conforme referido na Secção 5.4.2.2, resultou numa redução da flecha necessária para garantir a distância recomendada ao cabo de guarda da linha inferior.

Adicionalmente, as trações máximas calculadas para os condutores ACSR 595 (*Zambeze*), "AS/AA-39/94 40FO 25 kA"e ACSR 153 *Dorking* em cenário de EDS não ultrapassam 25,00% da respetiva carga de rotura, conforme definido na norma EN 50341 e descrito na Secção 3.2.1, atingindo valores máximos de 23,50%, 14,50% e 13,30%, respetivamente.

Verifica-se, assim, que as trações calculadas para o condutor e para o cabo de guarda mantêm-se abaixo dos limites admissíveis de 40% da respetiva carga de rotura, conforme definido no RSLEAT e descrito na Secção 3.2.1. Estes resultados confirmam a conformidade do dimensionamento com os critérios regulamentares e asseguram a resistência mecânica necessária à estabilidade da infraestrutura em análise.

5.4.2.4 Balizagem Aérea

De acordo com a Circular de Informação Aeronáutica 10/03, de 6 de maio, da Autoridade Nacional de Aviação Civil (ANAC), foram identificados vãos com comprimento superior a 500 metros que exigem balizagem diurna, nomeadamente, entre os apoios P6-P7 e P8-P9.

A balizagem prevista consiste na instalação de esferas alternadas nas cores vermelha ou laranja internacional e branca, com diâmetro mínimo de 600 mm, fixadas nos cabos de guarda do tipo OPGW "AS/AA-39/94 40FO 25 kA". A distância entre esferas consecutivas, medida ao longo do eixo da linha, foi definida para não exceder 30 metros, conforme representado em perfil longitudinal no Anexo G.

5.4.2.5 Análise da Estabilidade Estrutural dos Apoios

A verificação da estabilidade estrutural dos apoios foi efetuada no PLS-CADD, considerando a condição 'Zona A' e a taxa de utilização de cada apoio, definida como a razão entre os esforços obtidos a partir das combinações de ações previstas na norma EN 50341 e a capacidade resistente calculada no *TOWER-CAD*, sendo os dados apresentados na Tabela 5.10 e no Anexo F.7 (Figura F.16).

O traçado integra diversas tipologias de apoios metálicos treliçados, selecionadas de forma a otimizar o desempenho técnico-económico em função das solicitações específicas de cada local de implantação.

TABELA 5.10: Taxas de esforços máximos aplicados aos apoios da linha em estudo.

Nº Apoio	Tipo de Apoio	Fixação Apoio	Fixação do Cabo de Guarda	Vão de Vento [m]	Vão Gravítico [m]	Ângulo da Linha [grd]	Utilização da Estrutura [%]
Port. CSF	Pórtico	AP20	A	42	16	-	-
1	QT1	AD20	A	157	66	-52,82	71,30
2	QT5	AD20	A	310	361	31,29	79,00
3	QRS3	SD20	S	407	437	-	89,30
4	QRS3	SD20	S	447	478	-	89,70
5	QRS3	SD20	S	407	333	-	87,70
6	QT1	AD20	A	433	516	-25,05	61,60
7	DLT1	AD20	A	386	240	-35,31	58,70

Continua na página seguinte

Nº Apoio	Tipo de Apoio	Fixação Apoio	Fixação do Cabo de Guarda	Vão de Vento [m]	Vão Gravítico [m]	Ângulo da Linha [grd]	Utilização da Estrutura [%]
8	ELT10	AD20	A	403	609	-	68,50
9	ELT10	AD20	A	459	447	40,19	79,10
10	DLT5	AD20	A	289	263	-	71,20
11	DLT1	AD20	A	158	188	10,72	84,70
Port. SE Tavira	Pórtico	AP20	A	50	17	-	-

Em consequência do aumento de tração no vão compreendido entre os apoios P8 e P9, os apoios inicialmente previstos do tipo DLT10 foram substituídos por apoios ELT10, dimensionados para suportar esforços superiores e garantir a integridade estrutural da linha.

Embora os apoios P8 e P10 não apresentem ângulo, foi adotada a utilização de cadeias de isoladores em amarração em substituição das cadeias de suspensão, de modo a manter os condutores elevados no cruzamento existente e, em simultâneo, permitir a regulação das trações de forma independente entre vãos adjacentes.

Os apoios P1, P2, P8 e P11 apresentam taxas de utilização estrutural viáveis face às solicitações mecânicas em condição de posição de reforço, prevenindo a queda sequencial da linha em caso de rotura de condutor, evitando o efeito dominó e assegurando a fiabilidade do projeto.

A análise global evidencia que todas as estruturas operam dentro dos seus limites de resistência, sendo a taxa máxima de utilização registada de 89,70% no apoio P4 (QRS3). Apesar de ser próximo do limite, este valor confirma que o elemento mais exigido do traçado possui uma margem de segurança superior a 10,00% face à sua capacidade máxima, assegurando conformidade com os critérios estabelecidos para suportar as condições de carga mais exigentes.

Complementarmente, procedeu-se à validação estrutural dos apoios para a situação de ligação do segundo terno, verificando-se que os esforços atuantes se mantêm inferiores a 90,00% da respetiva capacidade resistente. Este resultado confirma que a integridade estrutural dos apoios não é comprometida, assegurando a viabilidade da linha projetada mesmo no cenário mais desfavorável.

5.4.2.6 Análise da Estabilidade das Cadeias de Isoladores em Suspensão

No presente estudo foram selecionadas cadeias duplas de isoladores de vidro, constituídas por 2x23 unidades do tipo U160BS, com capacidade de suportar esforços de tração até 300 kN e comprimento inferior ao das cadeias simples, favorecendo os cruzamentos às linhas existentes. Esta configuração cumpre os modelos preconizados pela REN para zonas de poluição ligeira, correspondendo à tensão nominal de 400 kV e a uma corrente de curto-circuito de 50 kA.

A verificação do comportamento mecânico das cadeias de isoladores foi efetuada para as configurações de amarração e de suspensão, conforme ilustrado no Anexo F.6 (Figuras F.14 e F.15), avaliando a conformidade com os limites regulamentares aplicáveis aos esforços longitudinais e transversais.

A oscilação transversal das cadeias de suspensão, foi avaliada segundo a hipótese de ”Desvio das Cadeias” (Estado 5), em conformidade com o RSLEAT. A análise do limite admissível de oscilação das cadeias foi realizada no software *PLS-TOWER*, permitindo determinar o ângulo máximo suportável no apoio P5, do tipo QRS3, o qual apresenta o maior valor de oscilação transversal no projeto, aproximadamente 31,00 grados. Para a avaliação, considerou-se um deslocamento máximo de 2,75 metros entre a extremidade inferior da cadeia e a massa do apoio mais próxima,

valor que excede o limite regulamentar mínimo de 2,60 metros, de modo a simular a presença do anel de descarga na extremidade da cadeia.

O ângulo limite admissível obtido pela análise, conforme ilustrado na Figura 5.25, corresponde a 42,22 grados, sendo portanto, superior ao ângulo de oscilação verificado no apoio P5. Deste modo, garante-se que, mesmo para uma oscilação de 31,00 grados, as distâncias de segurança regulamentares são asseguradas, prevenindo a ocorrência de descargas elétricas.

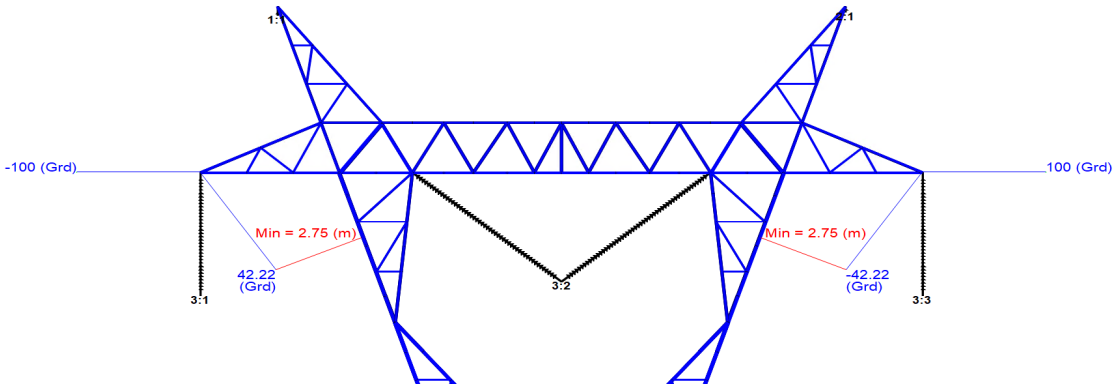


FIGURA 5.25: Relatório do *PLS-TOWER* do ângulo máximo de oscilação das cadeias no apoio QRS3 para um deslocamento transversal de 2,75 metros sob ação do vento.

5.4.2.7 Verificação dos Ângulos de Inclinação e Enrolamento dos Condutores nas Cadeias de Isoladores

Para as cadeias de amarração, o ângulo vertical máximo registado foi de 25,90 grados no apoio P11, correspondendo à condição de maior esforço vertical, resultante do desnível transmitido ao condutor superior da esteira vertical, em função do ataque ao pórtico da SE de Tavira.

Para as cadeias de suspensão, procedeu-se à verificação da inclinação longitudinal, de modo a prevenir danos por dobragem excessiva nos condutores, sendo o caso mais desfavorável verificado no apoio P4, onde a soma dos ângulos verticais dos vãos adjacentes (14,90 e 13,50 grados) resultou num ângulo de inclinação de 28,40 grados.

O ângulo de enrolamento resultante ($\delta_{\text{Enr.}}$) foi calculado segundo a Equação (5.1).

$$\delta_{\text{Enr.}} = 200 - (14,90 + 13,50) = 171,60 \text{ grados} \tag{5.1}$$

O valor obtido de 171,60 grados excede o limite mínimo admissível de 167 grados, demonstrando que a cadeia opera dentro das margens regulamentares.

Por fim, nas cadeias de amarração registou-se um ângulo horizontal máximo de -36,20 grados no pórtico da SE de Tavira, enquanto nas cadeias de suspensão o valor observado foi de 0,30 graus no apoio P3, evidenciando o comportamento previsto para cada tipologia de cadeia.

5.4.2.8 Análise Técnica da Fixação das Cadeias de Isoladores em Apoios do Tipo QT

Os apoios da família QT possuem três pontos de fixação para a amarração do condutor central, cuja função é assegurar as distâncias de segurança entre os fiadores e a estrutura metálica. Em apoios com ângulo de linha igual ou superior a 23 grados, torna-se essencial selecionar o ponto de fixação mais adequado, podendo este ser alternativo ao central.

Nos apoios P1, P2 e P5, do tipo QT, cujos ângulos de linha são superiores a 23 grados, recorreu-se à utilização de um ponto de fixação alternativo ao central, de modo a assegurar o cumprimento das distâncias regulamentares entre os fiadores e a estrutura metálica.

A configuração representativa corresponde ao apoio P2 (QT5), ilustrado nas Figuras 5.26 e 5.27, em que os condutores foram amarrados no ponto de fixação esquerdo, de acordo com o sentido crescente da linha.

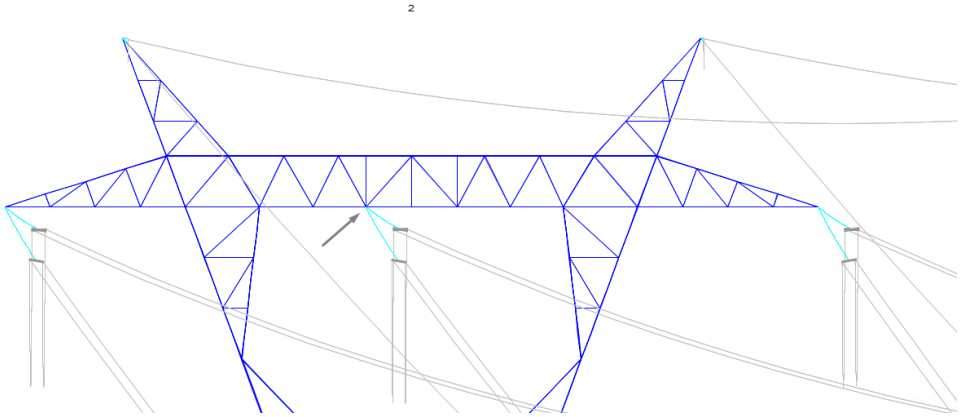


FIGURA 5.26: Vista frontal do apoio P2 no *PLS-CADD*, com os condutores amarrados no ponto de fixação esquerdo, segundo o sentido crescente da linha.

A Figura 5.27 ilustra o desvio transversal dos fiadores provocado pelo vento (Estado 5), em ambas as direções, esquerda e direita, mantendo em ambos os casos uma distância aproximadamente equidistante relativamente à parte da estrutura metálica mais próxima, confirmando o cumprimento das distâncias de segurança regulamentares no apoio em análise.

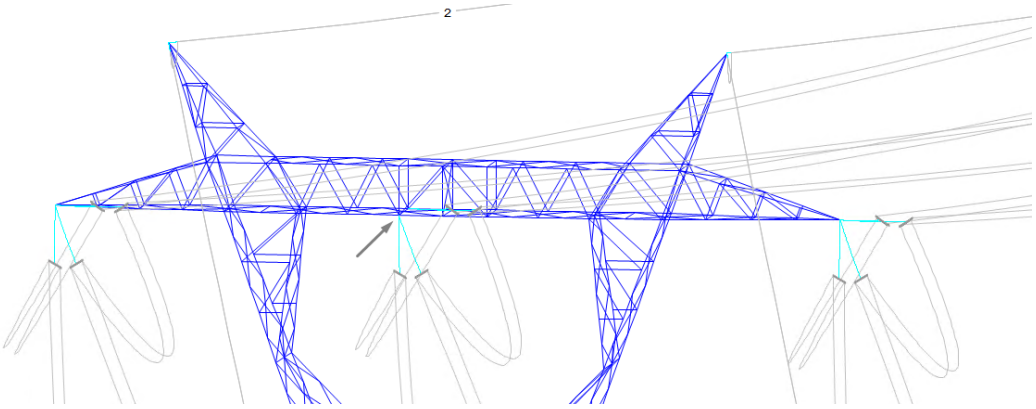


FIGURA 5.27: Vista angular do apoio P2 no *PLS-CADD* com a representação do desvio dos fiadores em deslocamento transversal sob ação do vento.

Por fim, a análise comparativa entre os esforços atuantes nos condutores e as capacidades resistentes dos apoios, complementada pela avaliação da oscilação das cadeias de isoladores, pela verificação dos ângulos de inclinação e de enrolamento, bem como pela análise técnica da fixação das cadeias em apoios do tipo QT, demonstrou a conformidade integral com os limites estabelecidos pela regulamentação aplicável. Os resultados obtidos confirmam, assim, que a infraestrutura reúne as condições necessárias para garantir uma operação segura e contínua ao longo de todo o seu ciclo de vida útil.

Capítulo 6

Conclusão

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) enfrenta desafios significativos associados à modernização das infraestruturas envelhecidas e à integração de fontes de energia renovável na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Neste contexto, e tendo em conta as exigências impostas pela transição energética e pela descarbonização, torna-se imprescindível promover a expansão e o reforço coordenado da Rede Nacional de Distribuição (RND) e da Rede Nacional de Transporte (RNT), de modo a garantir a capacidade de resposta a estas necessidades. Este esforço visa assegurar um fornecimento de energia fiável, eficiente e sustentável, em plena consonância com as metas estabelecidas no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

A conceção, execução e exploração de linhas elétricas aéreas constituem uma vertente especializada da engenharia eletrotécnica, com elevada responsabilidade técnica e regulamentar. O cumprimento estrito de referenciais normativos nacionais e europeus, entre os quais se destacam o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão, a norma EN 50341 e as especificações técnicas das entidades gestoras das redes de distribuição e transporte, constitui um elemento estruturante para assegurar a segurança operacional, a sustentabilidade e a conformidade técnica destas infraestruturas.

Esta dissertação consolidou e estruturou um corpo metodológico integrado para o desenvolvimento de projetos de linhas elétricas aéreas, abordando de forma sistemática os seus principais componentes e as condicionantes técnicas, ambientais e legais que orientam o processo de planeamento. A metodologia proposta foi aplicada e validada através do desenvolvimento integral de dois projetos originais, concebidos especificamente no âmbito deste trabalho, nomeadamente, uma linha de distribuição a 60 kV em circuito duplo, com um condutor por feixe, e uma linha de transporte a 400 kV, com dois condutores por feixe. Em ambos os casos, procedeu-se ao dimensionamento elétrico e mecânico, integrando a análise do trânsito de potências, a modelação dos campos eletromagnéticos induzidos, o cálculo das trações e a verificação da estabilidade dos apoios, assegurando a conformidade com os requisitos normativos e os limites de exposição aplicáveis.

A análise estrutural do projeto de 60 kV foi realizada com o CLINHAS, ferramenta adotada pela entidade responsável pela Rede Nacional de Distribuição. No caso da linha de 400 kV, a avaliação estrutural foi efetuada com recurso ao PLS-CADD em conjunto com o módulo TOWER-CADD, proporcionando uma avaliação mais eficaz. A combinação destas abordagens validou a metodologia proposta, evidenciando a sua versatilidade e eficiência na definição de soluções tecnicamente viáveis para linhas de alta e muito alta tensão.

O PLS-CADD destacou-se, em particular, pela capacidade de integrar múltiplos dados, permitindo a visualização em planta com ortofotomapa, perfil longitudinal e em modelo tridimensional, e, associado ao módulo TOWER-CADD, pela análise estrutural dos apoios e das cadeias de

isoladores, constituindo um sistema integrado e mais eficiente do que soluções convencionais de funcionalidade limitada.

Por sua vez, a aplicação *PowerFlowCalc*, desenvolvida no âmbito desta dissertação, permitiu automatizar a análise elétrica, a determinação da ampacidade e a modelação dos campos elétricos e magnéticos, constituindo um instrumento complementar às plataformas comerciais, demonstrando elevada eficácia no suporte à decisão técnica.

Conclui-se que esta dissertação contribui para a compreensão e sistematização da complexidade do planeamento e execução de linhas elétricas aéreas, evidenciando a necessidade de alinhar as práticas técnicas com as exigências regulamentares e ambientais que enquadram o setor. O trabalho desenvolvido demonstrou que a aplicação de metodologias estruturadas, combinada com ferramentas computacionais, permite conceber infraestruturas eficientes, ambientalmente responsáveis e em conformidade com os regulamentos nacionais e europeus, respondendo aos desafios impostos pela necessidade de modernização do SEN e à crescente integração de energias renováveis na RESP.

Para trabalhos futuros, propõe-se a evolução da *PowerFlowCalc* de modo a integrar o cálculo de curto-circuito, a análise do trânsito de potência em representações em parâmetros π e T, e a exportação automática de relatórios completos que incluam data de execução, logótipos da empresa e do cliente associado ao projeto, assegurando uniformidade na apresentação dos resultados. No âmbito do cálculo eletromagnético, prevê-se a implementação de uma funcionalidade que permita a representação automática da silhueta do apoio em estudo, com as respetivas legendas associadas, dispensando o uso de modelos genéricos e garantindo a correspondência às tipologias simples ou duplas.

Bibliografia

[1] Regulamento da Governação da União da Energia e da Ação Climática. *Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)*. 2024. URL: https://apambiente.pt/clima/plano-nacional-de-energia-e-clima-pnec.

[2] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia. *Estatísticas rápidas das renováveis, nº 238*. Technical report. Lisboa, Portugal, 2024.

[3] Redes Energéticas Nacionais (REN). *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte*. 2022. URL: https://www.erse.pt/media/kdgjy4jl/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-anexos.pdf.

[4] E-REDES: Distribuição de Energia Elétrica em Portugal. *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição*. 2024. URL: https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2024-11/PDIRD-E%202024%20proposta%20inicial_20241014_sem%20mapas-compressed-compactado.pdf.

[5] Redes Energéticas Nacionais (REN). *Atividade REN - Eletricidade*. 2024. URL: https://www.ren.pt/pt-pt/atividade/eletricidade.

[6] Alice Araújo da Silva. «Projeto de uma Linha de Alta Tensão». Master's thesis. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2019. URL: https://hdl.handle.net/10216/119027.

[7] Pedro António Morgado Coelho. «Dimensionamento Elétrico de Linhas de Média, Alta e Muito Alta Tensão». Master's thesis. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2024. URL: https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/162711/2/695403.pdf.

[8] Henan Qingzhou Cable Co., Ltd. *High Thermal and HTLS Conductors*. 2024. URL: https://www.qz-cable.com/thal_conductor.html.

[9] *Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede*. 2025. URL: https://mercado.ren.pt/PT/Electr/AcessoRedes/AcessoRNT/CaractRNT/BibRelAno/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20da%20RNT%2031-12-2024.pdf.

[10] Eletroflex. *Cabos OPGW*. 2024. URL: https://www.eletroflexport.com.br/exportacao/solucoes-para-fibra-optica/cabos-opgw/.

[11] Nuno Eduardo Teixeira Silva. «Projeto e Construção de Linhas Aéreas MT e AT». Master's thesis. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2023. URL: https://hdl.handle.net/10216/151167.

[12] *RSLEAT Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão*. Diário da República n.º 41/1992, Série I-B de 1992-02-18, páginas 960 - 984, Ministério da Indústria e Energia, 1992. URL: https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-regulamentar/1-158575.

[13] André Filipe Candeias Pires. «Comparação entre a norma EN50341 e o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão». Master's thesis. Lisboa: Universidade NOVA de Lisboa, 2021. URL: https://hdl.handle.net/10216/85193.

[14] E-REDES. *DRE-C10-001/N: Instalações Elétricas. Guia de coordenação de isolamento — Regras de execução e de montagem*. Especificação Técnica. Homologado conforme despacho do Conselho de Administração de 19 de fevereiro de 2008. E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A., fev. de 2008.

[15] E-REDES. *DMA-C67-620: Armações de aço para postes de betão de MT. Características e ensaios*. Especificação Técnica. Edição 3. Anula e substitui a edição de Agosto de 2018. E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A., mai. de 2025.

[16] EDP Distribuição. *DMA-C67-605/N: Armações de aço para postes de betão de AT. Características e ensaios*. Especificação Técnica. Edição 2, Revisão 1. EDP Distribuição - Energia, S.A., ago. de 2018.

[17] *GUIA TÉCNICO DE TERRAS - Ligações à terra e Elétrodos de terra*. R. Camilo Castelo Branco, 43, 1050-044 Lisboa, 2022. URL: https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2022-10/DRE-C11-040%20Ed5.pdf.

[18] OctoHelm. *Stockbridge Dampers for Transmission Lines*. 2024. URL: https://www.reddit.com/r/mildlypenis/comments/1gtm2cr/stockbridge_dampers_for_transmission_lines/?show=original.

[19] Circular de Informação Aeronáutica. «Limitações em altura e balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea». Master's thesis. Lisboa: Instituto Nacional de Aviação Civil, 2003. URL: https://www.anac.pt/vpt/generico/informacaoaeronautica/circularesinformacaoaeronautica/Documents/cia_10_2003.pdf.

[20] PLP. *BIRD-FLIGHT Diverter*. 2024. URL: https://plp.com/energy/distribution/wildlife-protection/bird-flight-diverter.

[21] Summit Power. *Swivel Firefly - Reflective Bird/Wildlife Diverter*. 2024. URL: https://powerlinewarningmarkers.com.au/products/swivel-firefly-reflective-bird-wildlife-diverter-6-16mm-clamp.

[22] *Edição DGE do Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão*. 1993. URL: https://aqtse.pt/wp-content/uploads/2020/11/RSLEAT-Regulamento-Seguranca-Linhas-Electricas-AT-1.pdf.

[23] Manuel Maria Polainas Bolotinha. *Linhas Aéreas - Tipologias, Características, Equipamentos e Princípios Construtivos*. Portugal: ENGEBOOK, 2020. ISBN: 9789899017306.

[24] ERSE. *Glossário*. Acedido em: abril de 2025. URL: https://www.erse.pt/glossario.

[25] *Decreto-Lei n.º 11/2018, de 15 de fevereiro*. Diário da República n.º 33/2018, Série I de 2018-02-15, páginas 975 - 979, Economia, 2018. URL: https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/11-2018-114696578.

[26] Centro de Informação Geoespacial do Exército. *Centro de Informação Geoespacial do Exército*. Acedido: 27 de agosto de 2025. 2025. URL: https://www.igeoe.pt/.

[27] João Miguel Oliveira Carvalho. «Projeto e construção de linhas aéreas MT e AT - Estabelecimento de linhas elétricas em zonas com alto risco de incêndios». Master's thesis. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2018. URL: https://hdl.handle.net/10216/114101.

[28] *Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro*. Diário da República n.º 10/2022, Série I de 2022-01-14, páginas 3 - 185, Presidência do Conselho de Ministros, 2022. URL: https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016.

[29] José Pedro Sucena Paiva. *Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistémica*. 4ª Edição. Lisboa: IST Press, 2015. ISBN: 9789898481412.

[30] CENELEC. *EN 50341-1: Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV - Part 1: General requirements - Common specifications*. European Standard EN 50341-1:2001. Brussels, Belgium: European Committee for Electrotechnical Standardization, out. de 2001.

[31] *Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público*. 2021. URL: https://provedordocliente.e-redes.pt/Files/PDF/Manual-de-Ligacoes-a-Rede.pdf.

[32] Solidal - Condutores Eléctricos e Quintas - Condutores Eléctricos. *Guia técnico*. 10ª ed., rev. e actualiz. Esposende e Póvoa do Varzim: Solidal - Condutores Eléctricos ; Quintas - Condutores Eléctricos, 2007.

[33] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. *Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho*. https://files.diariodarepublica.pt/1s/2010/07/14700/0292302954.pdf. Diário da República, 1.ª série — N.º 147. 2010.

[34] Rúben Filipe Xavier Camilo. «Projeto e Modelação de Linhas Elétricas de Média e Alta Tensão até 60kV». Relatório de Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores – Ramo de Energias Renováveis e Sistemas de Potência. Setúbal, Portugal: Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, Instituto Politécnico de Setúbal, 2021.

[35] Ministério da Economia e da Inovação. *Portaria n.º 1421/2004, de 23 de novembro — Aprova os níveis de referência e as restrições básicas relativos à exposição da população a campos eletromagnéticos (0 Hz – 300 GHz)*. Diário da República n.º 275/2004, Série I-B, 23 de novembro de 2004, pp. 6649–6657. Nov. de 2004.

[36] Rui Manuel Aguiar de Morais Sarmento. «Campos Elétrico e Magnético em Linhas de Transmissão de Energia». Em: *Latin America Transactions, IEEE (Revista da)* 10.4 (jun. de 2012). Artigo Técnico. Publicado originalmente no Instituto Superior de Engenharia do Porto.

[37] Constantine A. Balanis. *Advanced Engineering Electromagnetics*. 2nd. Hoboken, NJ: Wiley, 2012. ISBN: 978-0-470-58948-9.

[38] Electric Power Research Institute (EPRI). *Transmission Line Reference Book: 345 kV and Above*. 2nd. Pag. 142. Palo Alto, CA: EPRI, 1982.

[39] H. Singer, H. Steinbigler e P. Weiss. «A Charge Simulation Method for the Calculation of High Voltage Fields». Em: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-93.5 (1974), pp. 1660–1668. DOI: 10.1109/TPAS.1974.293898.

[40] *DPE-C11-401/N - Linhas aéreas AT e MT, Protocolo de ensaios*. R. Camilo Castelo Branco, 43, 1050-044 Lisboa, 2025. URL: https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2025-05/DPE-C11-401_Ed2.pdf.

[41] E-REDES. *CLINHAS 4.0: Cálculo de Linhas Aéreas de Distribuição de Energia Eléctrica. Manual de Utilização*. 4.0. Data de publicação não especificada. EDP - Distribuição, S.A. Lisboa.

[42] Power Line Systems, LLC. *PLS-CADD*. 17.50. Manual de Utilização. Power Line Systems, LLC. Madison, WI, out. de 2022.

[43] OpenInfraMap Contributors. *OpenInfraMap*. Online. 2024. URL: https://openinframap.org/%5C#11.61/37.3459/-7.7517.

Anexo A

Interface da Ferramenta *PowerFlowCalc*

Anexo complementar ao Capítulo 4, com capturas da interface da ferramenta *PowerFlowCalc*.

A.1 Navegação e Interface Principal

FIGURA A.1: Ecrã de apresentação da ferramenta.

FIGURA A.2: Índice principal com acesso aos diferentes módulos.

A.2 Módulo 1: Análise de Trânsito de Potência

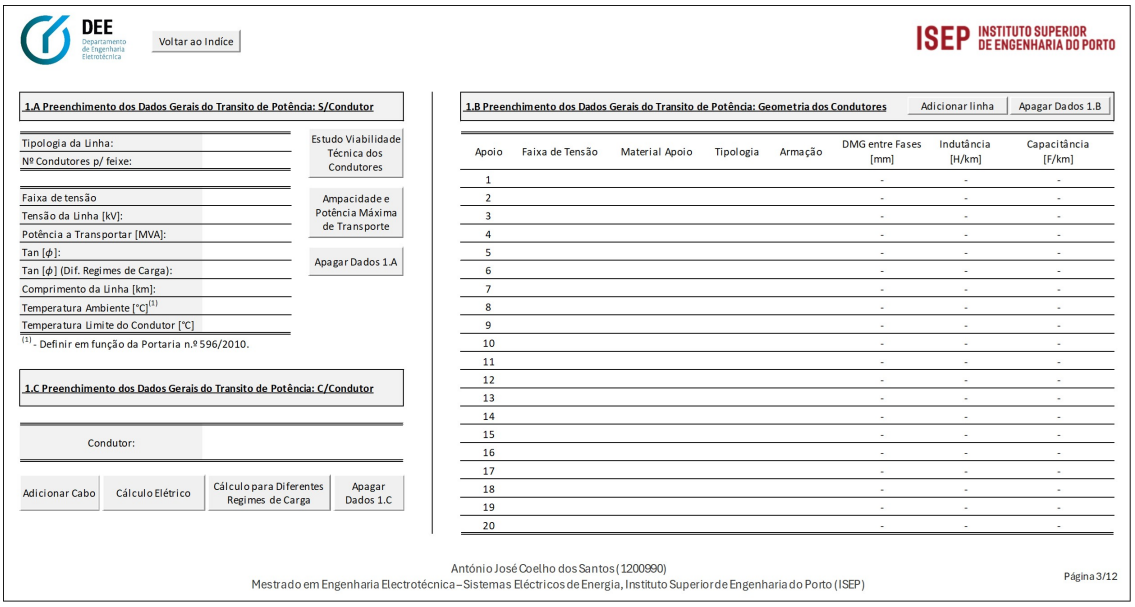


FIGURA A.3: Folha "1. Preenchimento dos Dados Gerais do Trânsito de Potência".

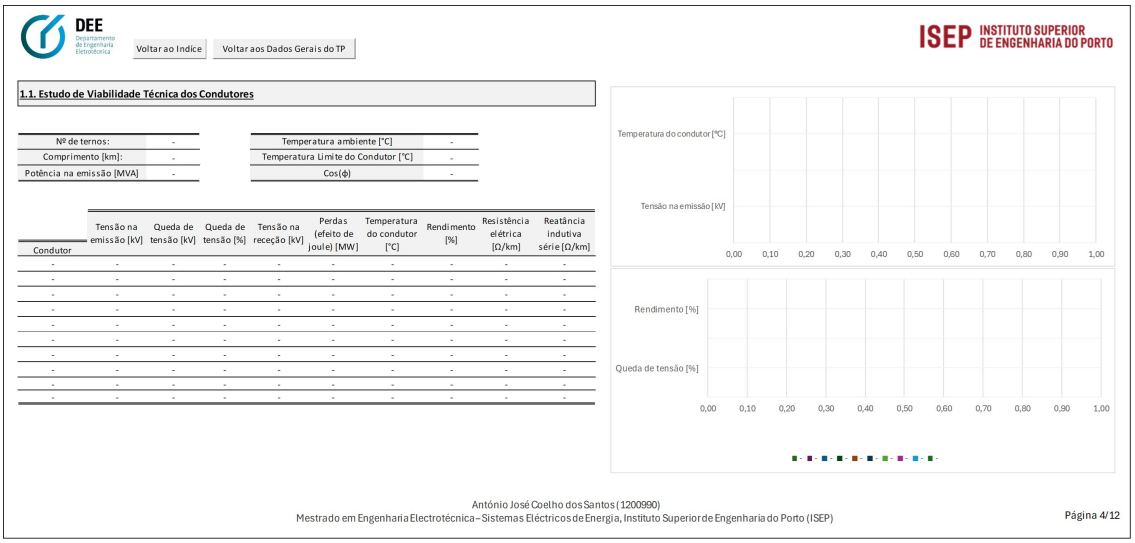
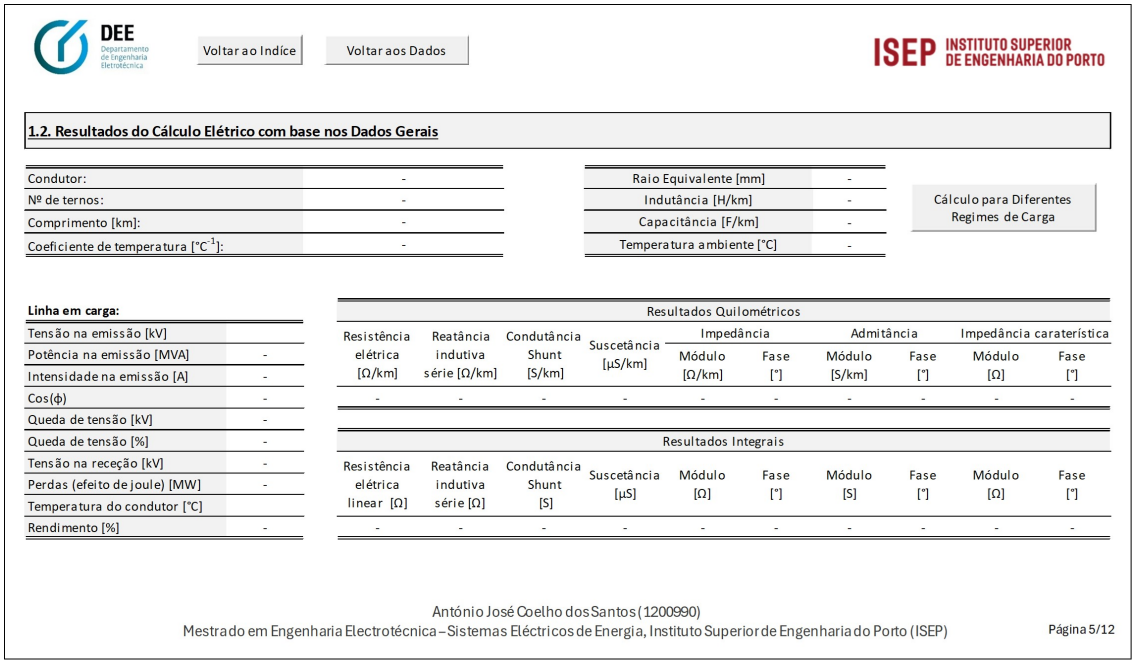


FIGURA A.4: Folha "1.1. Estudo de Viabilidade Técnica dos Condutores".



DEE Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Voltar ao Indíce | Voltar aos Dados

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

1.2. Resultados do Cálculo Elétrico com base nos Dados Gerais

Condutor:	-
Nº de ternos:	-
Comprimento [km]:	-
Coeficiente de temperatura [°C^{-1}]:	-

Raio Equivalente [mm]	-
Indutância [H/km]	-
Capacitância [F/km]	-
Temperatura ambiente [°C]	-

Cálculo para Diferentes Regimes de Carga

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	
Potência na emissão [MVA]	-
Intensidade na emissão [A]	-
Cos(ϕ)	-
Queda de tensão [kV]	-
Queda de tensão [%]	-
Tensão na receção [kV]	-
Perdas (efeito de joule) [MW]	-
Temperatura do condutor [°C]	
Rendimento [%]	-

Resultados Quilométricos

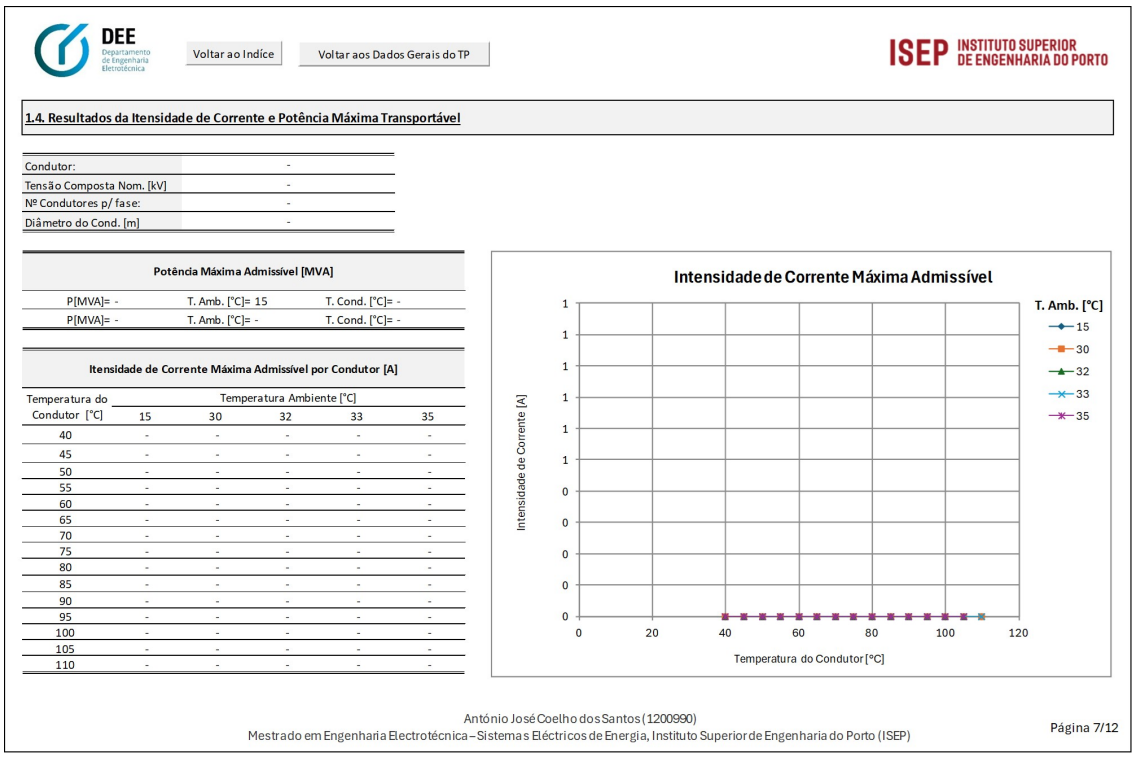
Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [μS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância caraterística Módulo [Ω]	Impedância caraterística Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Resultados Integrais

Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [μS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

António José Coelho dos Santos (1200990)
Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP)
Página 5/12

FIGURA A.5: Folha "1.2. Resultados do Cálculo Elétrico".



DEE Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Voltar ao Indíce | Voltar aos Dados Gerais do TP

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

1.4. Resultados da Itensidade de Corrente e Potência Máxima Transportável

Condutor:	-
Tensão Composta Nom. [kV]	-
Nº Condutores p/ fase:	-
Diâmetro do Cond. [m]	-

Potência Máxima Admissível [MVA]

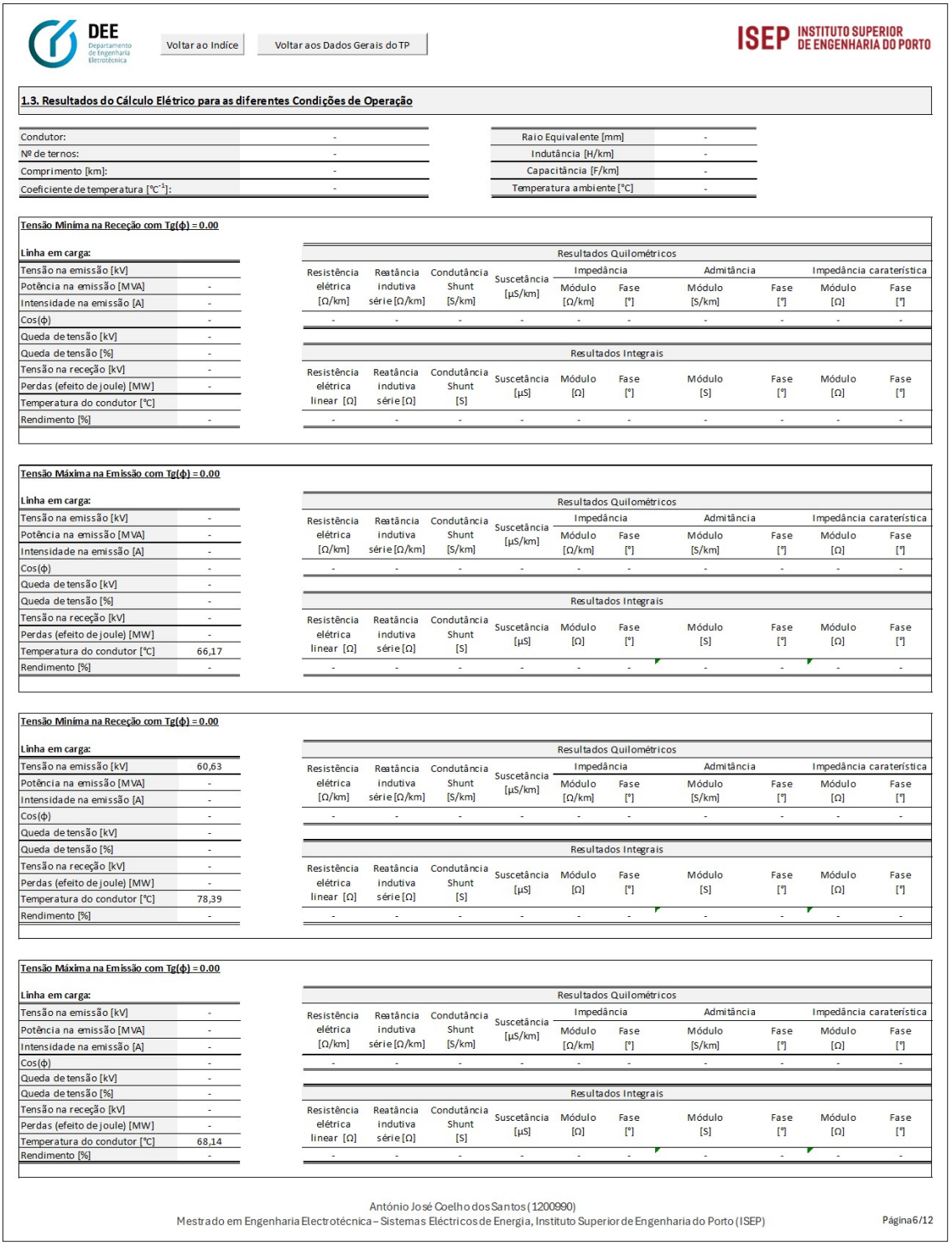
P[MVA]= -	T. Amb. [°C]= 15	T. Cond. [°C]= -
P[MVA]= -	T. Amb. [°C]= -	T. Cond. [°C]= -

Itensidade de Corrente Máxima Admissível por Condutor [A]

Temperatura do Condutor [°C]	Temperatura Ambiente [°C] 15	30	32	33	35
40	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	-
50	-	-	-	-	-
55	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	-
65	-	-	-	-	-
70	-	-	-	-	-
75	-	-	-	-	-
80	-	-	-	-	-
85	-	-	-	-	-
90	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	-
100	-	-	-	-	-
105	-	-	-	-	-
110	-	-	-	-	-

António José Coelho dos Santos (1200990)
Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP)
Página 7/12

FIGURA A.6: Folha "1.4. Resultados da Ampacidade e Potência Máxima".



DEE Departamento de Engenharia Eletrotécnica — Voltar ao Indíce — Voltar aos Dados Gerais do TP — ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

1.3. Resultados do Cálculo Elétrico para as diferentes Condições de Operação

Condutor:	-	Raio Equivalente [mm]	-
Nº de ternos:	-	Indutância [H/km]	-
Comprimento [km]:	-	Capacitância [F/km]	-
Coeficiente de temperatura [°C^{-1}]:	-	Temperatura ambiente [°C]	-

Tensão Mínima na Receção com Tg(ϕ) = 0.00

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	
Potência na emissão [MVA]	-
Intensidade na emissão [A]	-
Cos(ϕ)	-
Queda de tensão [kV]	-
Queda de tensão [%]	-
Tensão na receção [kV]	-
Perdas (efeito de joule) [MW]	-
Temperatura do condutor [°C]	
Rendimento [%]	-

Resultados Quilométricos									
Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [μS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância característica Módulo [Ω]	Impedância característica Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Resultados Integrais									
Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [μS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tensão Máxima na Emissão com Tg(ϕ) = 0.00

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	-
Potência na emissão [MVA]	-
Intensidade na emissão [A]	-
Cos(ϕ)	-
Queda de tensão [kV]	-
Queda de tensão [%]	-
Tensão na receção [kV]	-
Perdas (efeito de joule) [MW]	-
Temperatura do condutor [°C]	66,17
Rendimento [%]	-

Resultados Quilométricos									
Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [μS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância característica Módulo [Ω]	Impedância característica Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Resultados Integrais									
Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [μS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tensão Mínima na Receção com Tg(ϕ) = 0.00

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	60,63
Potência na emissão [MVA]	-
Intensidade na emissão [A]	-
Cos(ϕ)	-
Queda de tensão [kV]	-
Queda de tensão [%]	-
Tensão na receção [kV]	-
Perdas (efeito de joule) [MW]	-
Temperatura do condutor [°C]	78,39
Rendimento [%]	-

Resultados Quilométricos									
Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [μS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância característica Módulo [Ω]	Impedância característica Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Resultados Integrais									
Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [μS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tensão Máxima na Emissão com Tg(ϕ) = 0.00

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	-
Potência na emissão [MVA]	-
Intensidade na emissão [A]	-
Cos(ϕ)	-
Queda de tensão [kV]	-
Queda de tensão [%]	-
Tensão na receção [kV]	-
Perdas (efeito de joule) [MW]	-
Temperatura do condutor [°C]	68,14
Rendimento [%]	-

Resultados Quilométricos									
Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [μS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância característica Módulo [Ω]	Impedância característica Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Resultados Integrais									
Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [μS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

António José Coelho dos Santos (1200990)
Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) Página6/12

FIGURA A.7: Folha "1.3. Resultados do Cálculo Elétrico para diferentes Regimes de Carga".

A.3 Módulo 2: Análise de Campos Eletromagnéticos

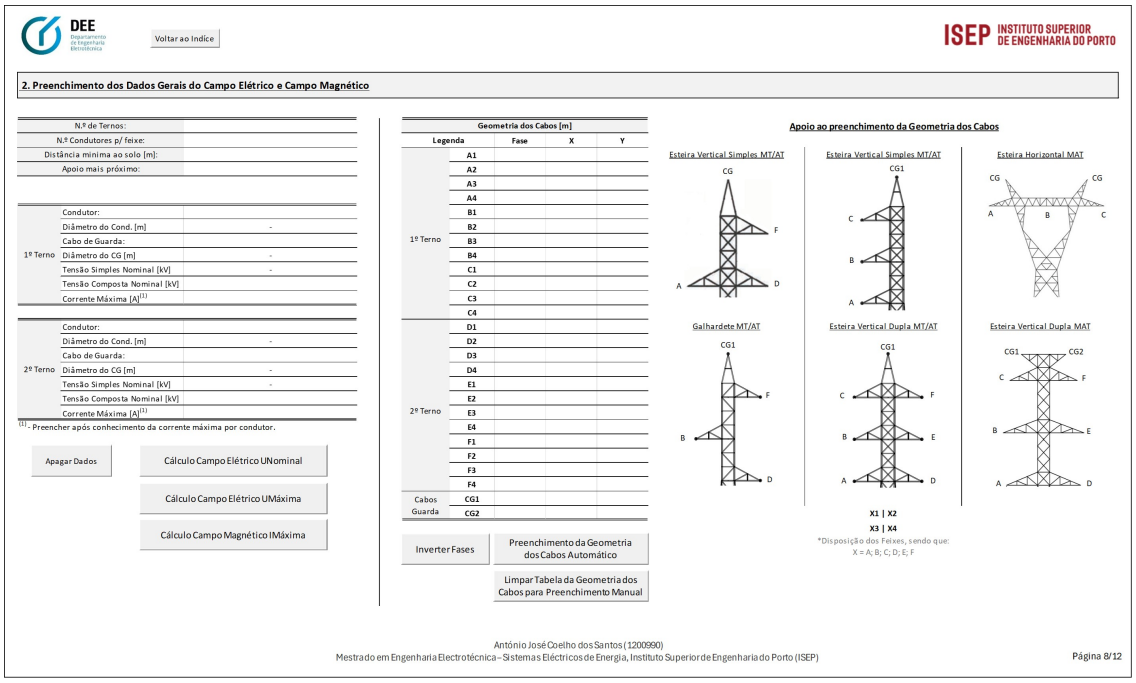


FIGURA A.8: Folha ”2. Preenchimento dos Dados Gerais do Campo Elétrico e Magnético”.

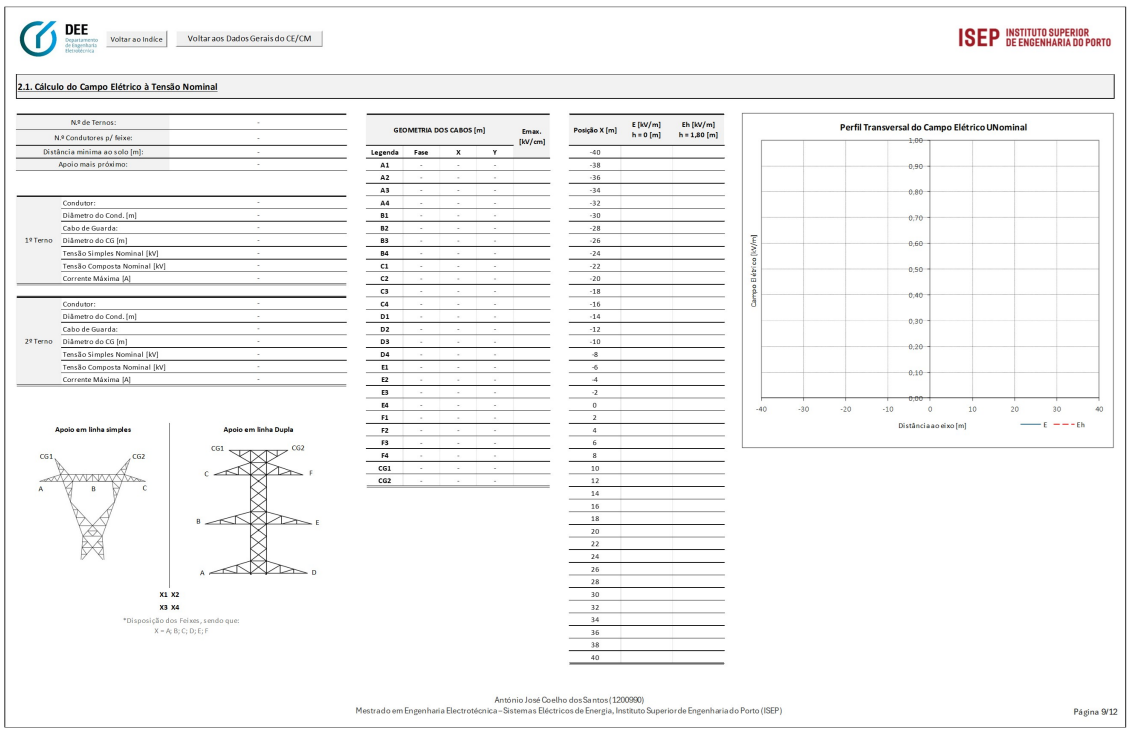


FIGURA A.9: Folha de resultados do cálculo do Campo Elétrico à Tensão Nominal.

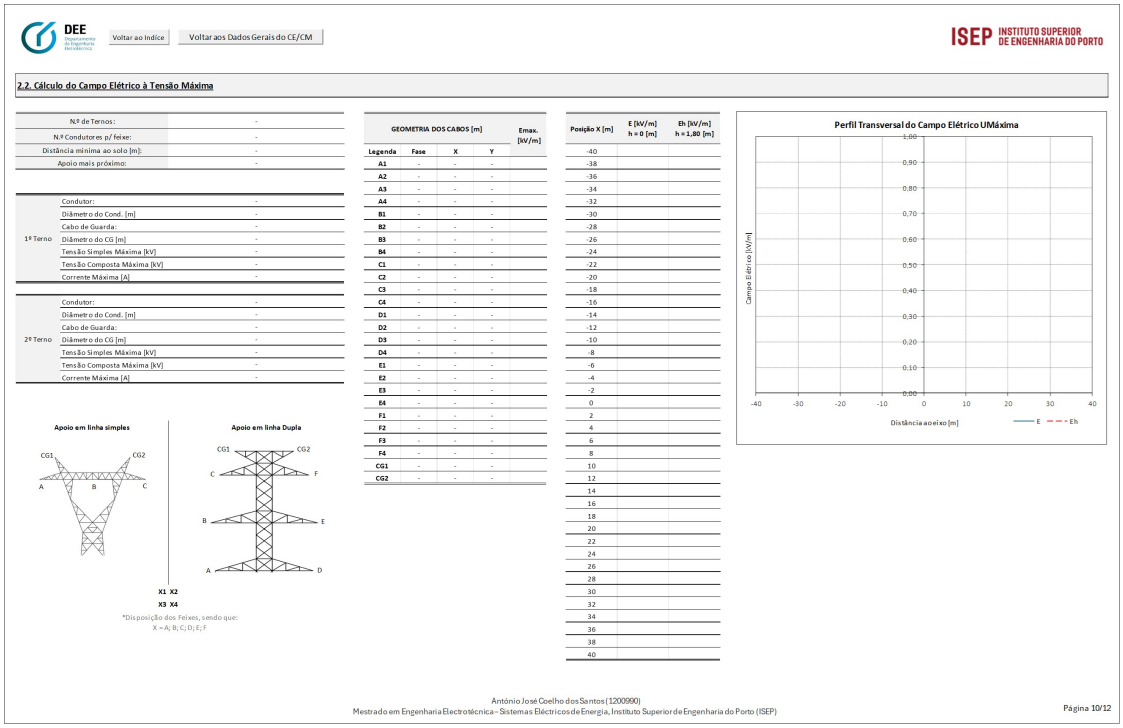


FIGURA A.10: Folha de resultados do cálculo do Campo Elétrico à Tensão Máxima.

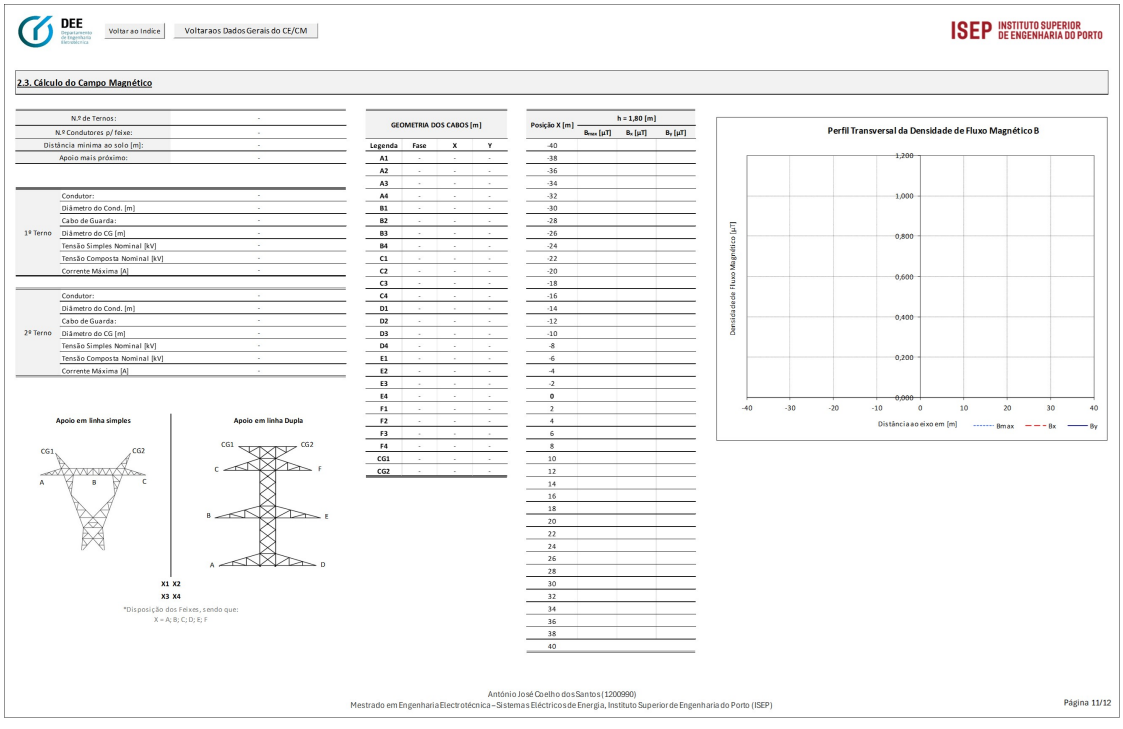


FIGURA A.11: Folha de resultados do cálculo do Campo Magnético.

A.4 Módulo 3: Base de Dados de Cabos

DEE Departamento de Engenharia Electrotécnica — Voltar ao Indíce — Adicionar Cabo — ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

3. Lista de Cabos

Material	Nomenclatura	Sútil [mm^2]	Diâmetro Cabo [mm]	Coef. Temp. [1/K]	R20ºC CC [ohm/km]	Material Cabo
AA	22-AL4 (ASTER 22)	22,00	6,00	0,00002300	1,49890	Alumínio
AA	34-AL4 (ASTER 34,4)	34,36	7,50	0,00002300	0,95930	Alumínio
AA	55-AL4 (ASTER 54,6)	54,55	9,45	0,00002300	0,60420	Alumínio
AA	76-AL4 (ASTER 75,5)	75,50	11,25	0,00002300	0,43880	Alumínio
AA	117-AL4 (ASTER 117)	116,99	14,00	0,00002300	0,28330	Alumínio
AA	148-AL4 (ASTER 148)	148,10	15,80	0,00002300	0,22390	Alumínio
AA	182-AL4 (ASTER 181.6)	181,60	17,50	0,00002300	0,18310	Alumínio
AA	228-AL4 (ASTER 228)	227,80	19,60	0,00002300	0,14600	Alumínio
AA	288-AL4 (ASTER 288)	288,30	22,10	0,00002300	0,12540	Alumínio
AA	366-AL4 (ASTER 366)	366,20	24,90	0,00002300	0,09080	Alumínio
AA	479-AL3 (ASTER 479)	479,00	28,40	0,00002300	0,06930	Alumínio
AA	570-AL4 (ASTER 570)	570,20	31,10	0,00002300	0,05850	Alumínio
AA	851-AL4 (ASTER 851)	850,70	38,00	0,00002300	0,03940	Alumínio
AA	1144-AL4 (ASTER 1144)	1143,50	44,00	0,00002300	0,02930	Alumínio
AA	1596-AL4 (ASTER 1600)	1595,90	52,00	0,00002300	0,02100	Alumínio
ACCC	ACCC Helsinki	182,50	15,65	0,00001786	0,18390	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Bern	178,47	15,50	0,00001946	0,17730	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Copenhagem	248,65	18,29	0,00001912	0,12870	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Glasgow	284,42	19,53	0,00001749	0,11990	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Casablanca	309,74	20,50	0,00001863	0,10530	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Lisbon	349,27	21,78	0,00001909	0,09180	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Oslo	370,71	22,40	0,00001759	0,09160	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Amaterdam	412,28	23,55	0,00001907	0,07780	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Brussels	469,72	25,14	0,00001919	0,06800	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Stockholm	518,16	26,40	0,00001901	0,06200	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Warsaw	570,90	27,72	0,00001935	0,05590	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Dublin	589,30	28,15	0,00001886	0,05480	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Hamburg	602,51	28,62	0,00001953	0,05260	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Milan	622,75	29,10	0,00001963	0,05070	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Rome	655,38	29,84	0,00001924	0,04890	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Vienna	679,69	30,41	0,00001990	0,04610	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Budapest	729,75	31,50	0,00001960	0,04330	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Prague	741,46	31,77	0,00002014	0,04190	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Munich	793,21	32,85	0,00001986	0,03950	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC London	820,09	33,40	0,00001980	0,03830	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Paris	857,05	34,17	0,00002051	0,03580	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Antwerp	997,11	36,85	0,00002034	0,03110	Alumínio-Composito
ACCC	ACCC Madrid	1071,12	38,20	0,00002051	0,02880	Alumínio-Composito
ACSR	ACSR 30	30,62	7,08	0,00001910	1,09320	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 50 (Robin)	49,48	9,00	0,00001910	0,67650	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 90	87,96	12,00	0,00001910	0,38050	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 130 (Guinea)	127,24	14,60	0,00001530	0,35940	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 153 (Dorking)	152,81	16,00	0,00001530	0,29920	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 160 (Partridge)	157,92	16,32	0,00001890	0,21240	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 235	235,08	19,89	0,00001890	0,14250	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 325 (Bear)	326,12	23,45	0,00001780	0,10930	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 485 (Zebra)	484,48	28,62	0,00001930	0,06740	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 517 (Rail)	517,40	29,60	0,00002130	0,05830	Alumínio-Aço
ACSR	ACSR 595 (Zambeze)	594,97	31,80	0,00002120	0,05110	Alumínio-Aço
OPGW	AS/AA 40/80 24FO 14,5 kA	119,00	14,50	0,00001770	0,34700	Fibra ótica
OPGW	AS/AA 32/113 24FO 17 kA	145,00	16,00	0,00001770	0,29200	Fibra ótica
OPGW	AS/AA 43/103 48FO 17 kA	146,00	16,50	0,00001770	0,29200	Fibra ótica
OPGW	90-A3/SA1A-13/5 24FO 17 kA	129,1	15,00	0,00001770	0,31800	Fibra ótica
OPGW	98-A3/SA1A-13/4 48FO 17 kA	136,4	15,75	0,00001820	0,29600	Fibra ótica
OPGW	124-A3/SA1A-13/5 24FO 25 kA	175,3	17,50	0,00001770	0,23300	Fibra ótica
OPGW	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	132,5	15,80	0,00001770	0,32000	Fibra ótica
OPGW	135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA	190,6	18,25	0,00001770	0,21500	Fibra ótica
OPGW	155-A3/SA1A-13/5 24FO 31,5 kA	219,7	19,60	0,00001770	0,18600	Fibra ótica
OPGW	155-A3/SA1A-13/5 48FO 31,5 kA	219,7	19,60	0,00001770	0,18600	Fibra ótica
OPGW	AY/ACS 127/28 24FO 17 kA	167,6	17,00	0,00001910	0,23000	Fibra ótica
OPGW	AY/ACS 148/21 24FO 25 kA	181,6	18,00	0,00002010	0,20000	Fibra ótica
OPGW	AY/ACS 180/26 24FO 31,5 kA	223,3	19,70	0,00002010	0,17000	Fibra ótica

FIGURA A.12: Folha "3. Lista de Cabos", que constitui a base de dados dos cabos.

Anexo B

Memória Descritiva e Justificativa
Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV

B.1 Introdução

A presente memória descritiva detalha o projeto da linha elétrica ”PE Vale de Ôdre – CSF de Montargil, a 60 kV”, desenvolvido integralmente no âmbito desta dissertação, sendo de autoria própria e não resultando de estudos ou iniciativas prévias de entidades externas.

A conceção da ligação entre as unidades de produção de energia renovável e a rede elétrica, incluindo a seleção dos locais de implantação do Parque Eólico, o traçado dos corredores da linha e a definição dos pontos de interligação, foi realizada por decisão própria, com carácter meramente especulativo. As decisões tomadas tiveram em conta condicionantes técnicas, ambientais e de ordenamento do território específicos, integrados no projeto, com o objetivo de refletir condições típicas e viáveis de implementação.

Importa referir que, atendendo que o projeto não se destina a licenciamento ou execução, foram apenas descritos e justificados os elementos técnicos analisados ao longo da dissertação.

B.2 Considerações Gerais

B.2.1 Objeto

A presente Memória Descritiva refere-se ao projeto de uma linha elétrica aérea, destinada a estabelecer a interligação entre a Subestação do Parque Eólico de Vale de Ôdre (PE Vale de Ôdre) e a Subestação da Central Solar Fotovoltaica de Montargil (CSF Montargil), a 60 kV.

Este projeto, bem como todas as infraestruturas associadas, insere-se na estratégia definida para a política energética nacional, contribuindo para a concretização de uma política estruturante no domínio da energia. O objetivo é reduzir progressivamente a dependência energética do exterior, bem como mitigar os impactos ambientais associados à utilização de combustíveis fósseis, nomeadamente as emissões de gases com efeito de estufa.

B.3 Características da Linha

A ligação entre a PE de Vale de Ôdre e a Central Solar Fotovoltaica (CSF) de Montargil será estabelecida através de uma linha aérea de terno duplo, a 60 kV, dispondo por um total de 10 apoios ao longo do seu traçado. Os condutores serão instalados em configuração de esteira vertical dupla, com um condutor por feixe, ao longo de toda a extensão da linha, exceto na

ligação aos pórticos, onde será adotada a disposição em linha simples de feixe duplo, conforme representado na Figura B.1.

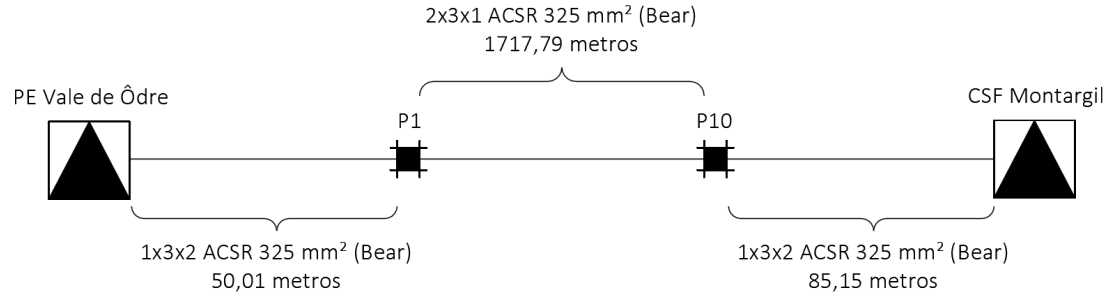


FIGURA B.1: Esquema da linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV.

Está prevista a utilização de apoios de betão e metálicos da família F, bem como de cabos condutores do tipo *Aluminum Conductor Steel Reinforced* 325 (ACSR 325) e de cabos de guarda do tipo *Optical Ground Wire* (OPGW) '135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA' e ACSR 130 *Guinea*.

A linha aérea, a 60 kV que fará a ligação entre as duas instalações já referidas, terá uma extensão total de 1,85 km.

B.4 Critérios Técnicos Gerais

Do ponto de vista técnico, o projeto descrito no presente documento, é constituído pelos elementos estruturais, a seguir indicados, utilizados habitualmente nas linhas de alta tensão pela E-Redes:

- Apoios em betão armado para alta tensão e respetivas armações em aço;
- Apoios metálicos da família F para linhas de alta tensão;
- Cabo condutor do tipo alumínio-aço, *Aluminum Conductor Steel Reinforced* 325 (ACSR 325), com uma secção de 326,12 mm^2, conhecido por *Bear*;
- Cabo de guarda do tipo *Optical Ground Wire* (OPGW), com uma secção de 190,60 mm^2 e 48 fibras óticas, mais especificamente, "135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA";
- Cabo de guarda do tipo alumínio-aço, ACSR 130, com uma secção de 127,24 mm^2, conhecido por *Guinea*.
- Isoladores de vidro temperado para 100 kN, do tipo U100BS;
- Cadeias de isoladores dimensionadas para suportar correntes de defeito até 25 kA, compostas por 6xU100BS+HA1+HA2, tanto em condições normais como de reforço;
- Fundações dos apoios em aço, constituídas por quatro maciços independentes por sapatas em degraus e chaminé prismática;
- Fundações dos apoios em betão armado, constituídas por maciços monoblocos no caso dos apoios em betão armado.

B.4.1 Equipamento

B.4.1.1 Apoios

Os apoios de betão e os metálicos da família F, bem como as respetivas fundações, correspondem a tipologias normalizadas utilizadas em linhas da E-Redes, sendo por isso, elementos de referência já estabelecidos para este tipo de infraestrutura.

O perfil da linha é o indicado no desenho LN60 kV-PD-02, no qual se assinala a implantação dos apoios, tipos e alturas dos mesmos, tipos de fixação dos condutores, cruzamentos e demais elementos necessários à definição do traçado da linha e suas características.

B.4.1.2 Cabos

Aspetos Gerais do Dimensionamento

A Tabela B.1 apresenta as principais características mecânicas e elétricas dos cabos utilizados, definidos segundo as condições gerais de utilização praticadas pela E-Redes para este nível de tensão. O cabo de guarda, a aplicar a toda extensão da linha, será do tipo OPGW, integrando fibras óticas para funções de telecomunicações, sendo complementado, nos ataques aos pórticos, por um cabo de guarda adicional do tipo alumínio-aço ACSR 130 (*Guinea*).

Aspetos Mecânicos

- Cabos Condutores: ACSR 325 (*Bear*);
- Cabos de Guarda: OPGW "135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA"+ ACSR 130 (*Guinea*).

As condições de operação dos cabos, associadas à necessidade de garantir uma distância mínima ao solo de 8 metros para o nível de tensão de 60 kV, em conformidade com os requisitos recomendadas pela E-Redes, bem como a presença de árvores de espécies protegidas cuja preservação é obrigatória, determinaram os valores de parâmetros e trações horizontais adotados para os cabos condutores e de guarda. Estas condicionantes estabelecem desde já critérios técnicos que terão de ser devidamente avaliados no processo de futuro licenciamento, de forma a assegurar a conformidade ambiental e viabilidade do projeto. Os parâmetros e trações horizontais dos cabos condutores e de guarda são apresentados no Anexo C.5 (Figura C.7).

Com estas condicionantes, os condutores ACSR 325 (*Bear*) sobre condição de vento máximo, não excede 24,50 kN de tração horizontal (cantão P2–P5), sendo o EDS máximo de 17,60% (cantão P7-P9). Estes valores estabelecem desde a fase de projeto a conformidade mecânica e ambiental da linha, requisitos que serão formalmente demonstrados no licenciamento.

TABELA B.1: Características dos cabos.

Parâmetro	**Condutor (*Bear*)**	**Cabo de Guarda (OPGW)**	**Cabo de Guarda (*Guinea*)**
Tipo de cabo	ACSR 325	135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA	ACSR 130
Secção Total [mm^2]	326,12	190,60	127,24
Diâmetro [mm]	23,45	18,25	14,60
Composição [n.º fios×∅ (mm)]	30×3,35+7×3,35	1×3,60+5×3,65+13×3,65	7×2,92+12×2,92
Resistência a 20 °C [Ω/km]	0,1093	0,215	0,3593
Peso linear [kg/m]	1,225	0,748	0,5882
Carga de rotura [daN]	10938	10250	6646
Módulo de elasticidade [daN/mm^2]	7950	8450	10450
Coef. de dilatação linear [°C^{-1}]	$17{,}8 \times 10^{-6}$	$17{,}70 \times 10^{-6}$	$15{,}30 \times 10^{-6}$

Distâncias de Segurança Associada a Cabos

Em relação às distâncias de segurança, nomeadamente aos obstáculos a sobrepassar como solo, árvores, edifícios e vias de comunicação, estas serão verificadas para a situação de flecha máxima, correspondente à temperatura dos condutores de 80 °C sem sobrecarga. Neste projeto foram aplicados os critérios definidos nas especificações técnicas da E-Redes, que se situam acima dos valores mínimos regulamentares, reforçando o nível de segurança global da instalação.

B.4.1.3 Amortecedores de Vibrações

A fadiga por vibrações eólicas afeta os condutores e cabos de guarda, não sendo relevante para os apoios devido à sua baixa frequência natural. Os dispositivos serão dimensionados com base em parâmetros mecânicos dos cabos e posicionados segundo critérios empíricos validados por ensaios e experiência de operação. A sua colocação será definida após a regulação final dos cabos, com base em estudos específicos do fornecedor.

B.4.1.4 Cadeias de Isoladores

Aspetos de Dimensionamento Elétrico

Serão utilizados isoladores do tipo U100BLP, em vidro temperado, adequados às zonas de poluição ligeira que caracterizam a totalidade do corredor da linha, assim como ilustrado na Tabela B.2.

TABELA B.2: Classificação da poluição ao longo da linha.

Postes	Poluição	Carga de Rotura [kN]
Toda a linha	Ligeira	100

B.5 Cálculos

B.5.1 Cálculos Elétricos

Para efeitos de estudo foi considerada uma potência transportável de 125,00 MVA, sob a forma de corrente alternada trifásica, com a frequência de 50 Hz e à tensão de 60 kV.

B.5.1.1 Capacidade Máxima de Transporte

No Anexo C.2 (Figura C.2) é apresentada a evolução da corrente admissível nos condutores para diferentes valores de temperatura do condutor e de temperatura ambiente.

Para uma temperatura ambiente de 35 °C (condição de verão), a corrente máxima admissível para o cabo ACSR 325 (*Bear*) é de aproximadamente 666 A, correspondendo a uma capacidade de transporte da linha de 138 MVA. Por sua vez, para uma temperatura ambiente de 15 °C (condição de inverno), a corrente máxima admissível atinge cerca de 815 A, equivalente a uma capacidade de transporte de 169 MVA.

B.5.2 Trânsito de Potência

No âmbito da análise do trânsito de energia, a solução prevista para esta ligação demonstra conformidade com os requisitos técnicos, sendo os resultados do cálculo do trânsito de potência resumidos na Tabela B.3 e apresentados de forma detalhada no Anexo C.3 (Figura C.3).

Para efeitos de dimensionamento e cálculo da linha, considerou-se um regime permanente de transporte de potência de até 125,00 MVA, valor inferior à capacidade máxima transportável, assegurando o cumprimento dos requisitos técnicos e operacionais.

TABELA B.3: Resultados do trânsito de potência para os quatro regimes de carga distintos.

Parâmetro	**tg** $\phi = 0$	**tg** $\phi = 0$	**tg** $\phi = 0,30$	**tg** $\phi = 0,30$
Potência na Emissão [MVA]	125,00	125,00	125,00	125,00
Corrente na Emissão [A]	1198,61	995,43	1244,55	1039,26
Tensão na Emissão [kV]	60,21	72,50	60,54	72,50
Tensão na Receção [kV]	60,00	72,33	60,00	72,04
Queda de Tensão [kV [%]]	0,21 [0,35]	0,17 [0,24]	0,54 [0,90]	0,46 [0,77]
Perdas na Linha [MW]	0,87	0,60	0,94	0,66
Temperatura do Condutor [$^\circ$C]	76,02	66,17	78,49	68,14

A potência transportada em regime permanente de 125,00 MVA resulta da potência instalada no Parque Eólico de Vale de Ôdre (60 MVA), acrescida de uma margem destinada a acomodar a integração de futuras centrais de produção de energia renovável na região. Esta abordagem pretende assegurar a compatibilidade com a evolução expectável da capacidade instalada, garantindo simultaneamente o cumprimento dos requisitos técnicos e operacionais.

B.5.3 Diretriz da Linha

Nos desenhos da planta geral do traçado, é indicado o traçado da linha à escala 1:25000. No perfil e planta parcelar da linha, é apresentada a localização e especificação dos apoios ao longo do traçado, assim como a posição dos condutores inferiores e dos cabos de guarda em todos os vãos.

B.5.3.1 Localização

A linha PE Vale de Ôdre – CSF Montargil, a 60 kV e com o comprimento de 1,85 km, localiza-se no distrito, concelho e freguesia indicados na Tabela B.4.

TABELA B.4: Localização da linha, segundo a Carta Administrativa Oficial de Portugal.

Distrito	**Concelho**	**Freguesia**
Faro	Tavira	Cachopo

Os distrito, concelho e freguesia atravessada estão indicados na planta de localização. O parcelamento dos terrenos na faixa de 60 metros centrada no eixo da linha assim como os tipos de exploração serão representados, em período de Projeto de Licenciamento, no perfil e respetiva planta parcelar, que conterá ainda, a numeração das parcelas em correspondência com a Relação de Proprietários resultante do levantamento cadastral efetuado.

B.6 Travessias e Cruzamentos

Foram respeitadas, nas travessias de vias de comunicação e de infraestruturas existentes, as distâncias mínimas regulamentares estabelecidas pela E-Redes.

B.6.1 Travessias de Estradas

No traçado da linha não ocorrem as travessias de estradas.

B.6.2 Travessias de Servidões de Vias-Férreas

No traçado da linha não ocorrem as travessias com vias-férreas.

B.6.3 Travessias de Cursos de Água

As principais travessias de cursos de água ao longo do traçado da linha encontram-se indicadas na Tabela B.5.

TABELA B.5: Travessias de cursos de água.

Vão de Travessia	Designação
P1-P2	S/Designação
P2-P3	S/Designação
P3-P4	Ribeira da Foupanilha
P4-P5	Ribeira da Foupanilha
P5-P6	Ribeira da Foupanilha
P6-P7	3x S/Designação
P7-P8	2x S/Designação
P8-P9	2x S/Designação
P10-Pórtico	Ribeira da Foupanilha
P10-Pórtico	S/Designação

B.6.4 Servidões Aeronáuticas Civis e Militares

No traçado da linha não interseta com nenhuma zona de servidão aeronáutica civil ou militar.

B.6.5 Cruzamentos com Outras Linhas Elétricas Aéreas

As principais travessias de outras linhas elétricas ao longo do traçado da linha encontram-se indicadas na Tabela B.6.

TABELA B.6: Cruzamentos com outras linhas elétricas.

Nível de tensão [kV]	Linhas aéreas	Vão de cruzamento
60	S/Designação	P6-P7

B.6.6 Cruzamentos e Paralelismos com Gasodutos

No traçado da linha não se verificam interferências com redes de abastecimento de gás.

Não existem mais travessias ou cruzamentos com outras infraestruturas.

B.7 Balizagem Aérea

B.7.1 Balizagem Aérea para Aeronaves

Em fase de projeto, são consideradas as disposições indicadas na Circular de Informação Aeronáutica 10/03 de 6 de maio publicada pelo ANAC (Autoridade Nacional de Aviação Civil) que determina as zonas da linha sujeitas à instalação de balizagem para aeronaves.

B.7.1.1 Balizagem Diurna

A sinalização diurna consiste na colocação de esferas de cor alternada, vermelha ou laranja internacional e branca, com diâmetro mínimo de 600 mm. Estas foram instaladas nos cabos de guarda do tipo OPGW, garantindo que a projeção, segundo o eixo da linha, da distância entre esferas consecutivas se mantém igual ou inferior a 30 metros.

A balizagem diurna dos apoios consiste na pintura de faixas, de cor alternadamente vermelha ou laranja internacional e branca. As faixas a pintar correspondem a troços modulares das estruturas de forma a realçar a sua forma e dimensões. As faixas extremas são pintadas na cor vermelha ou laranja internacional.

Vãos a Sinalizar

No traçado da linha em projeto, não foram identificadas situações onde existe necessidade de uso de balizagem diurna de vãos.

Apoios a Sinalizar

No traçado da linha em projeto, não foram identificadas situações onde existe necessidade de uso de balizagem diurna dos apoios.

B.7.1.2 Balizagem Noturna

A balizagem noturna consiste na colocação de balisores nos condutores superiores, próximo das fixações dos cabos às cadeias, de cada lado dos apoios, ou na sinalização no topo dos apoios com díodos eletroluminescentes (“LED”) alimentados por painéis solares e baterias acumuladoras de energia ou outro equipamento equivalente desde que aprovado pela ANAC. Estes dispositivos têm de emitir luz vermelha com uma intensidade mínima de 10 cd.

Apoios a Sinalizar

No traçado da linha em projeto, não foram identificadas situações onde existe necessidade de uso de balizagem diurna dos apoios.

B.7.2 Sinalização para Aves

Para mitigação do risco de colisão da avifauna, serão instalados dispositivos do tipo *Bird Flight Diverters* (BFD), de formato helicoidal, fixação dupla, 35 cm de diâmetro e 1 m de comprimento, em cores alternadas (laranja/vermelho e branco). Estes ajustam-se ao cabo de guarda por enrolamento, apresentando numa extremidade um anel de maior diâmetro que aumenta a visibilidade sem impactar significativamente a área exposta ao vento. As medidas complementares de minimização de colisão e eletrocussão serão definidas na fase de licenciamento, conforme recomendações do consultor ambiental ou possíveis imposições da Declaração de Impacte Ambiental (DIA).

B.7.3 Campos Elétricos e Magnéticos

A avaliação da exposição a campos eletromagnéticos rege-se pela Recomendação do Conselho da União Europeia 1999/519/CE, que estabelece os limites para a população em geral no intervalo de frequências de 0 Hz a 300 GHz. Em Portugal, este enquadramento foi transposto para o ordenamento jurídico nacional pelo Decreto-Lei n.º 11/2003, de 18 de janeiro, e regulamentado pela Portaria n.º 1421/2004, de 23 de novembro.

Subsequentemente, o Decreto-Lei n.º 11/2018 manteve válidos os referidos limites, introduzindo a obrigatoriedade de monitorização periódica e a garantia de um afastamento mínimo entre o eixo das linhas e as "infraestruturas sensíveis". Para a frequência industrial de 50 Hz, os níveis de referência para a exposição do público em geral em locais de permanência encontram-se sintetizados na Tabela B.7.

TABELA B.7: Níveis de referência para exposição a campos elétricos e magnéticos (50 Hz).

Característica de Exposição	Campo Elétrico [kV/m]	Densidade de Fluxo Magnético [µT]
Público em geral (em permanência)	5	100

Para efeitos de cálculo dos valores de campo elétrico e magnético, consideraram-se as condições de instalação dos cabos no vão mais desfavorável entre os apoios P8 e P9.

Os perfis transversais dos campos elétrico, para as condições nominal e máxima, e magnético foram avaliados ao nível do solo e a 1,80 m de altura, numa faixa compreendida entre −40 m e +40 m em torno do eixo da linha, considerando um condutor por fase e um cabo de guarda ao potencial de terra, tendo-se verificado que todos os valores obtidos permanecem abaixo dos limites admissíveis.

B.7.3.1 Campo Elétrico

A Tabela B.8 apresenta os valores máximos do campo elétrico, determinados ao nível do solo e a 1,80 m de altura, para as condições de tensão nominal e de tensão máxima de serviço.

TABELA B.8: Valores máximos calculados do campo elétrico.

Nível de Tensão [kV]	Campo Elétrico Máximo (Nível do solo) [kV/m]	Campo Elétrico Máximo (a 1,80 m do solo) [kV/m]
60,00	1,03	1,10
72,50	1,25	1,33

Os perfis transversais do campo elétrico, correspondentes às condições de tensão nominal e de tensão máxima de serviço, encontram-se detalhados no Anexo C.4 (Figuras C.4 e C.5).

Em ambos os casos, os valores são significativamente inferiores ao nível de referência de 5 kV/m, estabelecido na Tabela B.7 para exposição do público em geral, confirmando o cumprimento da legislação vigente, por parte do projeto, com uma margem de segurança considerável.

Adicionalmente, o valor máximo do campo elétrico à superfície dos condutores é de 6,66 kV/m, verificado na esteira horizontal intermédia da armação vertical dupla, correspondente aos condutores da fase 4 de cada um dos ternos.

B.7.3.2 Campo Magnético

Complementarmente, foi calculada a densidade de fluxo magnético para a condição de operação mais exigente, que corresponde à corrente máxima de serviço de 622,27 A por condutor, que representa a condição de operação mais desfavorável na emissão de campo magnético.

O resultado da densidade de fluxo magnético é apresentado na Tabela B.9.

TABELA B.9: Valor máximo calculado da densidade de fluxo magnético.

Parâmetro	Valor
Densidade de Fluxo Magnético Máxima [µT]	13,355

O perfil transversal do campo magnético pode ser consultado no Anexo C.4 (Figura C.6).

O valor máximo obtido, 13,355 µT, é significativamente inferior ao nível de referência de 100 µT, indicado na Tabela B.7, garantindo a conformidade da linha com os limites regulamentares.

B.8 Elementos do Projeto

Elaboram-se, para este Projeto de Dissertação, os seguintes documentos.

B.8.1 Peças Escritas

- Memória Descritiva
- Anexos à Memória Descritiva
  - C.1 - Elementos Gerais da Linha;
  - C.2 - Capacidade Máxima de Transporte;
  - C.3 - Trânsito de Potências;
  - C.4 - Campo Elétrico e Magnético;
    - C.4.1 - Campo Elétrico à Tensão Nominal;
    - C.4.2 - Campo Elétrico à Tensão Máxima;
    - C.4.3 - Campo Magnético;
  - C.5 - Calculo Mecânico dos Cabos;
  - C.6 - Cálculo da Estabilidade dos Apoios;

B.8.2 Peças Desenhadas

- Planta de Localização — LN60 kV-PD-01-01
- Perfil e Planta Parcelar — LN60 kV-PD-02-01
- Condicionantes Técnicas — LN60 kV-PD-03-01 e 02
- Ortofotomapa — LN60 kV-PD-04-01 e 02

Anexo C

Anexos
Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV

Os anexos reúnem os resultados elétricos e mecânicos obtidos para a linha elétrica em estudo.

C.1 Elementos Gerais da Linha

	Apoio							Sistema de Coordenadas [PT-TM06/ETRS89]			Tipo de fixação dos Cabos Condutores
N.º	Tipo	Armação	Área de Ocupação [m^2]	Altura Útil [m]	Ângulo [grd]	Vão Topográfico [m]	Distância à Origem [m]	Meridiano [m]	Perpendicular [m]	Cota [m]	
Port. PE	-	-	-	-	-	50,01	0,00	29679,02	-255809,34	319,85	ARh
1	F165CD/15	F165CD	31,63	15,60	-	157,76	50,01	29705,50	-255766,92	311,80	ARh
2	F95CD/15	F95CD	23,04	15,60	-	145,93	207,78	29789,05	-255633,10	300,60	ARh
3	22A5000	EVDAL+CGAL1 / M10	6,05	18,30	-	249,66	353,71	29866,33	-255509,31	295,31	SRh
4	28A5000	EVDAL+CGAL1 / M10	3,53	23,80	-	212,75	603,36	29998,54	-255297,53	273,01	SRh
5	F165CD/15	F165CD	31,63	15,60	28,88	219,52	816,11	30111,21	-255117,06	279,27	ARh
6	F65CD/21	F65CD	20,62	20,40	-	184,03	1035,63	30297,31	-255000,64	266,10	SRh
7	20A7500	EVDAN+CGAN2 / G10	4,67	17,00	-8,96	211,51	1219,66	30453,33	-254903,04	279,15	ARh
8	22A5000	EVDAL+CGAL1 / M10	6,05	18,30	-	151,50	1431,17	30615,14	-254766,84	281,43	SRh
9	F165CD/18	F165CD	36,51	18,60	-29,39	185,13	1582,67	30731,04	-254669,27	277,59	ARh
10	F165CD/18	F165CD	36,51	18,60	-13,03	85,15	1767,80	30804,74	-254499,44	244,84	ARh
Port. CSF	-	-	-	-	-	-	1852,95	30822,06	-254416,07	247,70	ARh

FIGURA C.1: Elementos Gerais da linha, incluindo dados dos apoios e vãos.

C.2 Capacidade Máxima de transporte

Potência Máxima Admissível [MVA]		
P[MVA]= 169,0	T. Amb. [°C]= 15	T. Cond. [°C]= 80
P[MVA]= 138,0	T. Amb. [°C]= 35	T. Cond. [°C]= 80

Itensidade de Corrente Máxima Admissível por Condutor [A]					
Temperatura Condutor [°C]	Temperatura Ambiente [°C]				
	15	30	32	33	35
40	470	254	208	181	110
45	530	309	266	241	181
50	583	397	365	347	309
55	630	467	440	426	396
60	673	526	503	491	466
65	712	578	558	547	525
70	749	625	606	597	577
75	783	667	650	642	624
80	815	707	691	683	666
85	845	743	728	721	705
90	874	777	763	756	742
95	901	809	796	789	776
100	927	840	827	821	808
105	952	869	857	851	838
110	976	896	885	879	867

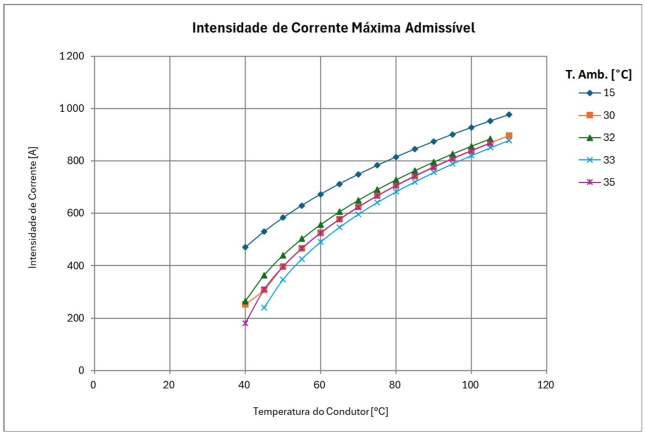


FIGURA C.2: Análise da Capacidade Máxima de transporte.

C.3 Trânsito de Potências

Condutor:	ACSR 325 (Bear)
Nº de Ternos:	2
Comprimento [km]:	1,85
Coeficiente de temperatura [°C^{-1}]:	1,78E-05

Raio Equivalente [mm]	11,73
Indutância [H/km]	9,21E-04
Capacitância [F/km]	1,24E-08
Temperatura ambiente [°C]	35

Tensão Miníma na Receção com Tg(ϕ) = 0.00

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	60,21
Potência na emissão [MVA]	125,00
Intensidade na emissão [A]	1198,61
Cos(ϕ)	1,00
Queda de tensão [kV]	0,21
Queda de tensão [%]	0,35%
Tensão na receção [kV]	60,00
Perdas (efeito de joule) [MW]	0,87
Temperatura do condutor [°C]	76,02
Rendimento [%]	99,30%

Resultados Quilométricos

Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [µS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância característica Módulo [Ω]	Impedância característica Fase [°]
0,055	0,289	18,28	3,91E-06	0,294	1,38	18,28	4,62E-04	0,13	0,69

Resultados Integrais

Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [µS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,101	0,536	33,872	0,000	0,545	1,38	33,872	4,62E-04	0,235	0,69

Tensão Máxima na Emissão com Tg(ϕ) = 0.00

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	72,50
Potência na emissão [MVA]	125,00
Intensidade na emissão [A]	995,43
Cos(ϕ)	1,00
Queda de tensão [kV]	0,17
Queda de tensão [%]	0,24%
Tensão na receção [kV]	72,33
Perdas (efeito de joule) [MW]	0,60
Temperatura do condutor [°C]	66,17
Rendimento [%]	99,52%

Resultados Quilométricos

Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [µS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância característica Módulo [Ω]	Impedância característica Fase [°]
0,055	0,289	18,28	3,91E-06	0,294	1,38	18,28	4,62E-04	0,13	0,69

Resultados Integrais

Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [µS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,101	0,536	33,878	0,000	0,545	1,38	33,878	4,62E-04	0,235	0,69

Tensão Miníma na Receção com Tg(ϕ) = 0.30

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	60,54
Potência na emissão [MVA]	125,00
Intensidade na emissão [A]	1244,55
Cos(ϕ)	0,96
Queda de tensão [kV]	0,54
Queda de tensão [%]	0,90%
Tensão na receção [kV]	60,00
Perdas (efeito de joule) [MW]	0,94
Temperatura do condutor [°C]	78,49
Rendimento [%]	99,25%

Resultados Quilométricos

Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [µS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância característica Módulo [Ω]	Impedância característica Fase [°]
0,055	0,289	18,28	3,91E-06	0,294	1,38	18,28	4,62E-04	0,13	0,69

Resultados Integrais

Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [µS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,101	0,536	33,870	0,000	0,545	1,38	33,870	4,62E-04	0,235	0,69

Tensão Máxima na Emissão com Tg(ϕ) = 0.30

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	72,50
Potência na emissão [MVA]	125,00
Intensidade na emissão [A]	1039,26
Cos(ϕ)	0,96
Queda de tensão [kV]	0,46
Queda de tensão [%]	0,77%
Tensão na receção [kV]	72,04
Perdas (efeito de joule) [MW]	0,66
Temperatura do condutor [°C]	68,14
Rendimento [%]	99,47%

Resultados Quilométricos

Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [µS/km]	Impedância Módulo [Ω/km]	Impedância Fase [°]	Admitância Módulo [S/km]	Admitância Fase [°]	Impedância característica Módulo [Ω]	Impedância característica Fase [°]
0,055	0,289	18,28	3,91E-06	0,294	1,38	18,28	4,62E-04	0,13	0,69

Resultados Integrais

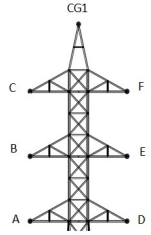
Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [µS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,101	0,536	33,877	0,000	0,545	1,38	33,877	4,62E-04	0,235	0,69

FIGURA C.3: Análise de trânsito de potências para diferentes cenários de carga.

C.4 Campo Elétrico e Magnético

N.º de Ternos:		2
N.º Condutores p/ feixe:		1
Distância mínima ao solo [m]:		8,07
Apoio mais próximo:		EVDAL AT
Armação Cabo de Guarda		CGAL1
1º Terno	Condutor:	ACSR 325 (Bear)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0235
	Cabo de Guarda:	135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0183
	Tensão Simples Máxima [kV]	34,64
	Tensão Composta Máxima [kV]	60,00
	Corrente Máxima [A]	622,27
2º Terno	Condutor:	ACSR 325 (Bear)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0235
	Cabo de Guarda:	-
	Diâmetro do CG [m]	-
	Tensão Simples Máxima [kV]	34,64
	Tensão Composta Máxima [kV]	60,00
	Corrente Máxima [A]	622,27

Apoio em linha Dupla



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]				Emax. [kV/cm]
Legenda	Fase	X	Y	
A1	8	-1,75	8,07	4,96
A2	-	-	-	-
A3	-	-	-	-
A4	-	-	-	-
B1	4	-1,75	10,57	5,52
B2	-	-	-	-
B3	-	-	-	-
B4	-	-	-	-
C1	0	-1,75	13,07	5,13
C2	-	-	-	-
C3	-	-	-	-
C4	-	-	-	-
D1	8	1,75	8,07	4,96
D2	-	-	-	-
D3	-	-	-	-
D4	-	-	-	-
E1	4	1,75	10,57	5,52
E2	-	-	-	-
E3	-	-	-	-
E4	-	-	-	-
F1	0	1,75	13,07	5,13
F2	-	-	-	-
F3	-	-	-	-
F4	-	-	-	-
CG1	-1	0,00	13,77	1,93
CG2	-	-	-	-

Posição X [m]	E [kV/m] h = 0 [m]	Eh [kV/m] h = 1,80 [m]
-40	0,03	0,03
-38	0,03	0,03
-36	0,03	0,03
-34	0,03	0,03
-32	0,04	0,04
-30	0,04	0,04
-28	0,04	0,04
-26	0,04	0,04
-24	0,05	0,05
-22	0,05	0,05
-20	0,04	0,05
-18	0,04	0,04
-16	0,03	0,03
-14	0,03	0,03
-12	0,07	0,06
-10	0,16	0,14
-8	0,30	0,28
-6	0,50	0,49
-4	0,74	0,76
-2	0,95	1,00
0	**1,03**	**1,10**
2	0,95	1,00
4	0,74	0,76
6	0,50	0,49
8	0,30	0,28
10	0,16	0,14
12	0,07	0,06
14	0,03	0,03
16	0,03	0,03
18	0,04	0,04
20	0,04	0,05
22	0,05	0,05
24	0,05	0,05
26	0,04	0,04
28	0,04	0,04
30	0,04	0,04
32	0,04	0,04
34	0,03	0,03
36	0,03	0,03
38	0,03	0,03
40	0,03	0,03

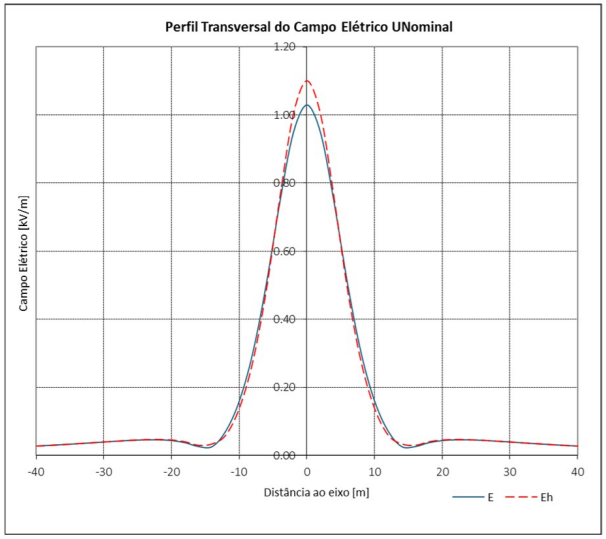


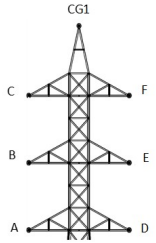
FIGURA C.4: Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal.

N.º de Ternos:	2
N.º Condutores p/ feixe:	1
Distância minima ao solo [m]:	8,07
Apoio mais próximo:	EVDAL AT
Armação Cabo de Guarda	CGAL1

1º Terno	Condutor:	ACSR 325 (Bear)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0235
	Cabo de Guarda:	135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0183
	Tensão Simples Máxima [kV]	34,64
	Tensão Composta Máxima [kV]	72,50
	Corrente Máxima [A]	622,27

2º Terno	Condutor:	ACSR 325 (Bear)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0235
	Cabo de Guarda:	-
	Diâmetro do CG [m]	-
	Tensão Simples Máxima [kV]	34,64
	Tensão Composta Máxima [kV]	72,50
	Corrente Máxima [A]	622,27

Apoio em linha Dupla



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]				Emax. [kV/cm]
Legenda	Fase	X	Y	
A1	8	-1,75	8,07	5,99
A2	-	-	-	-
A3	-	-	-	-
A4	-	-	-	-
B1	4	-1,75	10,57	6,66
B2	-	-	-	-
B3	-	-	-	-
B4	-	-	-	-
C1	0	-1,75	13,07	6,20
C2	-	-	-	-
C3	-	-	-	-
C4	-	-	-	-
D1	8	1,75	8,07	5,99
D2	-	-	-	-
D3	-	-	-	-
D4	-	-	-	-
E1	4	1,75	10,57	6,66
E2	-	-	-	-
E3	-	-	-	-
E4	-	-	-	-
F1	0	1,75	13,07	6,20
F2	-	-	-	-
F3	-	-	-	-
F4	-	-	-	-
CG1	-1	0,00	13,77	2,34
CG2	-	-	-	-

Posição X [m]	E [kV/m] h = 0 [m]	Eh [kV/m] h = 1,80 [m]
-40	0,03	0,03
-38	0,04	0,04
-36	0,04	0,04
-34	0,04	0,04
-32	0,05	0,04
-30	0,05	0,05
-28	0,05	0,05
-26	0,05	0,05
-24	0,06	0,06
-22	0,06	0,06
-20	0,05	0,06
-18	0,05	0,05
-16	0,03	0,04
-14	0,03	0,04
-12	0,09	0,07
-10	0,19	0,17
-8	0,36	0,33
-6	0,61	0,59
-4	0,90	0,92
-2	1,15	1,21
0	**1,25**	**1,33**
2	1,15	1,21
4	0,90	0,92
6	0,61	0,59
8	0,36	0,33
10	0,19	0,17
12	0,09	0,07
14	0,03	0,04
16	0,03	0,04
18	0,05	0,05
20	0,05	0,06
22	0,06	0,06
24	0,06	0,06
26	0,05	0,05
28	0,05	0,05
30	0,05	0,05
32	0,05	0,04
34	0,04	0,04
36	0,04	0,04
38	0,04	0,04
40	0,03	0,03

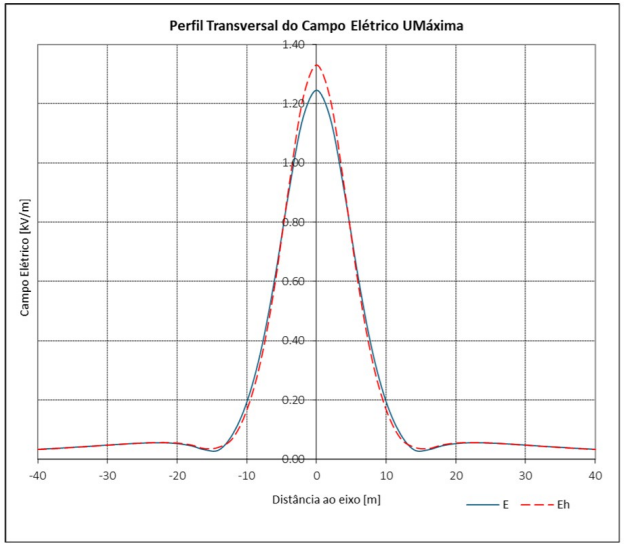


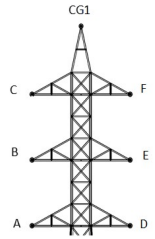
FIGURA C.5: Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão máxima de serviço.

N.º de Ternos:	2
N.º Condutores p/ feixe:	1
Distância minima ao solo [m]:	8,07
Apoio mais próximo:	EVDAL AT
Armação Cabo de Guarda	CGAL1

1º Terno	Condutor:	ACSR 325 (Bear)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,02345
	Cabo de Guarda:	135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,01825
	Tensão Simples Máxima [kV]	34,64
	Tensão Composta Máxima [kV]	60,00
	Corrente Máxima [A]	622,27

2º Terno	Condutor:	ACSR 325 (Bear)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,02345
	Cabo de Guarda:	-
	Diâmetro do CG [m]	-
	Tensão Simples Máxima [kV]	34,64
	Tensão Composta Máxima [kV]	60,00
	Corrente Máxima [A]	622,27

Apoio em linha Dupla



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]			
Legenda	**Fase**	**X**	**Y**
A1	8	-1,75	8,07
A2	-	-	-
A3	-	-	-
A4	-	-	-
B1	4	-1,75	10,57
B2	-	-	-
B3	-	-	-
B4	-	-	-
C1	0	-1,75	13,07
C2	-	-	-
C3	-	-	-
C4	-	-	-
D1	8	1,75	8,07
D2	-	-	-
D3	-	-	-
D4	-	-	-
E1	4	1,75	10,57
E2	-	-	-
E3	-	-	-
E4	-	-	-
F1	0	1,75	13,07
F2	-	-	-
F3	-	-	-
F4	-	-	-
CG1	-1	0,00	13,77
CG2	-	-	-

Posição X [m]	**h = 1,80 [m]**		
	B_{max} [µT]	**B_x [µT]**	**B_y [µT]**
-40	0,644	0,585	0,270
-38	0,710	0,638	0,312
-36	0,787	0,698	0,363
-34	0,876	0,767	0,425
-32	0,981	0,844	0,502
-30	1,106	0,932	0,598
-28	1,256	1,031	0,719
-26	1,436	1,142	0,873
-24	1,657	1,266	1,072
-22	1,929	1,400	1,332
-20	2,270	1,538	1,676
-18	2,702	1,665	2,136
-16	3,257	1,752	2,755
-14	3,976	1,738	3,588
-12	4,917	1,506	4,695
-10	6,144	0,884	6,099
-8	7,71	1,00	7,668
-6	9,583	3,716	8,856
-4	11,491	7,807	8,449
-2	12,882	11,755	13,000
0	**13,355**	**13,355**	**0,000**
2	12,882	11,755	5,277
4	11,491	7,807	8,449
6	9,583	3,716	8,856
8	7,711	0,999	7,668
10	6,144	0,884	6,099
12	4,917	1,506	4,695
14	3,976	1,738	3,588
16	3,257	1,752	2,755
18	2,702	1,665	2,136
20	2,270	1,538	1,676
22	1,929	1,400	1,332
24	1,657	1,266	1,072
26	1,436	1,142	0,873
28	1,256	1,031	0,719
30	1,106	0,932	0,598
32	0,981	0,844	0,502
34	0,876	0,767	0,425
36	0,787	0,698	0,363
38	0,710	0,638	0,312
40	0,644	0,585	0,270

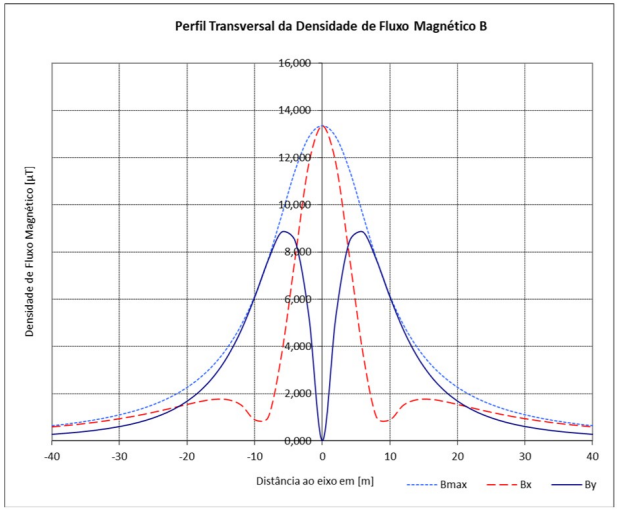


FIGURA C.6: Resultados do cálculo do campo magnético.

C.5 Cálculo Mecânico dos Cabos

Cálculo Mecânico dos Condutores

Cantão Ref.	Cabo	Cantão (m)	Estado Final 1					Estado Final 2					Estado Final 3					Estado Final 4					Estado Final 5				
			Temp. [°C] 15	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 900	Tmáx / Trot [%]	Temp. [°C] -5	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 360	Tmáx / Trot [%]	Temp. [°C] 15	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 0	Tmáx / Trot [%]	Temp. [°C] 80	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 0	Tmáx / Trot [%]	Temp. [°C] 15	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 450	Tmáx / Trot [%]
			Param. [m]					Param. [m]					Param. [m]					Param. [m]					Param. [m]				
Port. PE-P1	ACSR 325 (Bear)	50,01	367	641	1,97	5,90	17,90	498	650	1,99	6,00	17,80	385	463	1,42	4,30	13,80	241	290	0,89	2,70	8,90	379	516	1,58	4,70	15,00
P1-P2	ACSR 325 (Bear)	157,76	1112	1942	5,95	17,90	14,90	1477	1928	5,91	17,80	14,80	1246	1499	4,60	13,80	11,10	799	961	2,95	8,90	14,00	1201	1632	5,00	15,00	12,30
P2-P5	ACSR 325 (Bear)	215,68	1387	2422	7,43	22,40	18,60	1780	2323	7,12	21,40	17,80	1561	1877	5,76	17,30	14,40	1060	1275	3,91	11,90	14,00	1501	2040	6,26	18,80	15,40
P5-P7	ACSR 325 (Bear)	204,10	1377	2405	7,37	22,10	18,60	1799	2348	7,20	21,60	18,20	1562	1878	5,76	17,30	14,40	1034	1243	3,81	11,50	14,00	1498	2037	6,24	18,70	15,60
P7-P9	ACSR 325 (Bear)	188,80	1386	2420	7,42	22,20	18,50	1871	2441	7,49	22,40	18,60	1599	1922	5,89	17,60	14,60	1007	1211	3,71	11,20	14,00	1525	2073	6,36	19,00	15,70
P9-P10	ACSR 325 (Bear)	185,13	1099	1919	5,89	17,90	14,90	1370	1788	5,48	16,70	14,80	1199	1443	4,42	13,60	11,10	844	1012	3,10	9,60	14,00	1167	1585	4,86	14,90	12,30
P10-Port. CSF	ACSR 325 (Bear)	85,15	366	633	1,94	6,00	14,90	405	523	1,60	5,00	14,80	373	448	1,37	4,20	11,10	298	362	1,11	3,50	14,00	371	504	1,55	4,70	12,30

Cálculo Mecânico dos Cabos de Guarda

Cantão Ref.	Cabo	Cantão (m)	Estado Final 1					Estado Final 2					Estado Final 3					Estado Final 4					Estado Final 5				
			Temp. [°C] 15	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 900	Tmáx / Trot [%]	Temp. [°C] -5	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 360	Tmáx / Trot [%]	Temp. [°C] 15	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 0	Tmáx / Trot [%]	Temp. [°C] -5	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 0	Tmáx / Trot [%]	Temp. [°C] 15	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	P. Vento [Pa] 450	Tmáx / Trot [%]
			Param. [m]					Param. [m]					Param. [m]					Param. [m]					Param. [m]				
Port. PE-P1	135-A3/SA1A-13/5.48FO	50,01	385	473	2,48	4,60	14,90	552	459	2,41	4,50	14,80	417	306	1,60	3,00	11,10	573	420	2,20	4,10	14,00	406	359	1,88	3,50	12,30
P1-P2	135-A3/SA1A-13/5.48FO	157,76	1234	1515	7,95	14,90	12,30	1807	1504	7,89	14,80	12,30	1538	1127	5,91	11,10	9,20	1952	1431	7,51	14,00	11,60	1418	1253	6,57	12,30	10,20
P2-P5	135-A3/SA1A-13/5.48FO	215,68	1540	1891	9,92	18,60	15,40	2172	1808	9,49	17,80	14,80	1931	1416	7,43	13,90	11,50	2342	1717	9,01	16,90	14,00	1776	1568	8,23	15,40	12,80
P5-P7	135-A3/SA1A-13/5.48FO	204,10	1545	1898	9,96	18,60	15,60	2231	1857	9,74	18,20	15,20	1974	1447	7,59	14,20	11,80	2421	1774	9,31	17,40	14,60	1801	1591	8,35	15,60	13,00
P7-P9	135-A3/SA1A-13/5.48FO	188,80	1538	1889	9,91	18,50	15,70	2286	1902	9,98	18,60	15,50	2009	1472	7,72	14,40	12,00	2496	1830	9,60	17,90	14,90	1816	1604	8,41	15,70	13,10
P9-P10	135-A3/SA1A-13/5.48FO	185,13	1223	1502	7,88	14,90	12,40	1663	1384	7,26	13,80	11,50	1454	1066	5,59	10,70	8,90	1765	1294	6,79	12,90	10,80	1367	1207	6,33	12,00	10,00
P10-Port. CSF	135-A3/SA1A-13/5.48FO	85,15	378	464	2,43	4,60	12,40	424	353	1,85	3,60	9,70	389	285	1,49	2,90	7,70	428	313	1,64	3,20	10,80	385	385	2,02	3,40	10,20
Port. PE-P1	ACSR 130 (Guinea)	50,01	443	443	3,48	6,70	14,90	628	428	3,37	6,50	14,80	477	280	2,20	4,30	11,10	276	162	1,27	2,50	9,20	457	333	2,62	5,10	12,30
P10-Port. CSF	ACSR 130 (Guinea)	85,15	416	436	3,42	6,70	12,40	475	323	2,54	5,00	9,70	434	255	2,00	4,00	7,70	481	282	2,21	4,40	10,80	428	312	2,45	4,90	10,20

FIGURA C.7: Resultados do cálculo mecânico para os condutores de fase e cabos de guarda.

C.6 Cálculo da Estabilidade dos Apoios

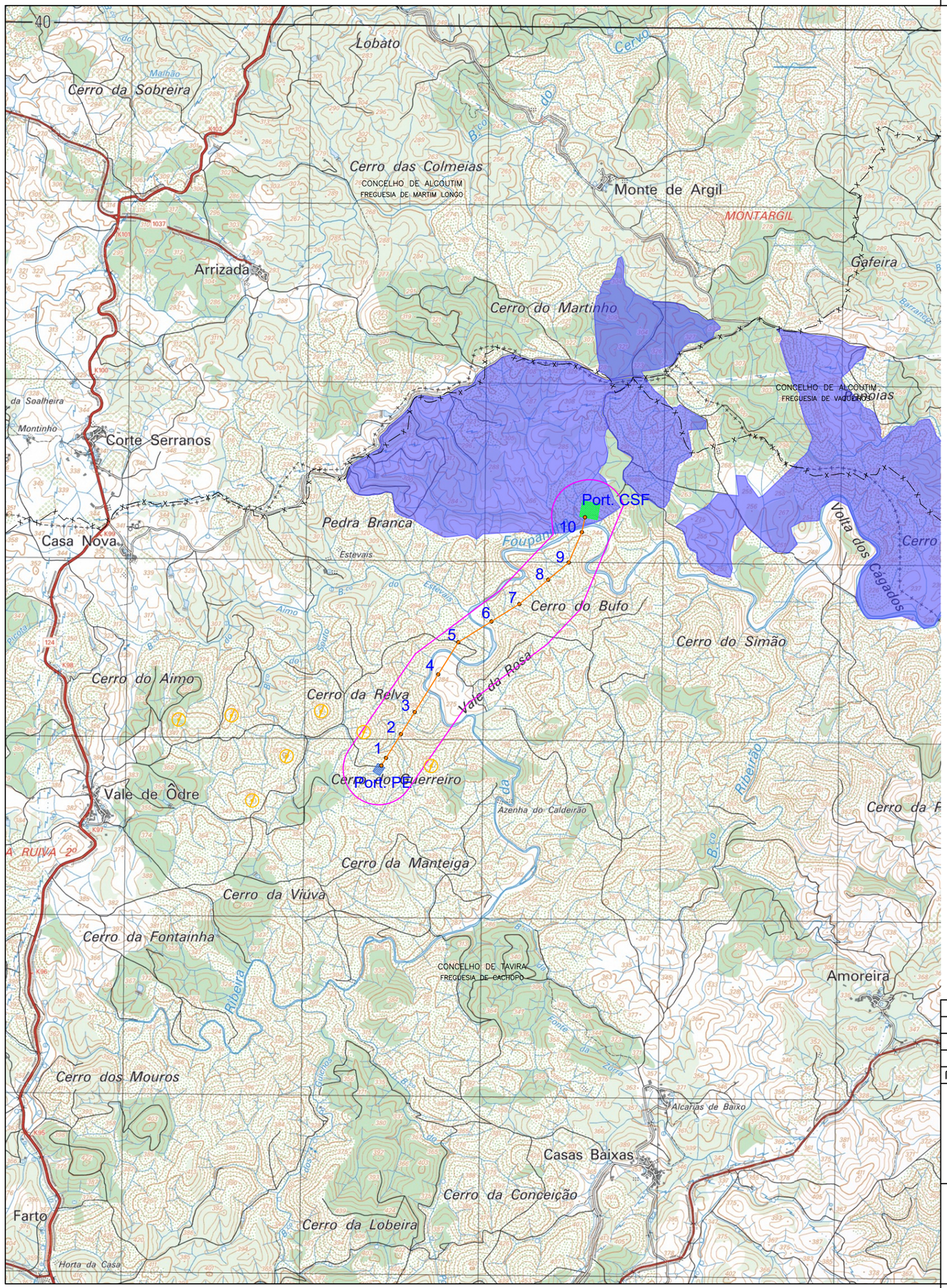
Pressão Vento: 900 Pa

Cálculo de Estabilidade dos Apoios									Análise Esforços					
N.º	F+I+R	TIPO	Ângulo [Grd.]	Vão de Vento [m]	Vão Gravitico [m]	FXmax	FYmax	FZmax	FX	FY	FZ	Taxa de Esforço Máximo	Fx+Fy	Fz
1	AAF	F165CD/15	-	104	177	15736	15221	5047	8684	1072	1197	62%	62%	24%
									178	0	1197		1%	24%
2	AAN	F95CD/15	-	152	156	8480	9072	3355	3316	1483	1583	55%	55%	47%
									261	0	1583		3%	47%
3	SAN	22A5000	-	198	210	2467	4934	4000	0	1788	1773	44%	36%	44%
									340	0	1773		14%	44%
4	SAN	28A5000	-	232	141	2467	4934	4000	0	2074	2043	51%	42%	51%
									397	0	2043		16%	51%
5	AAR	F165CD/15	28,88	216	277	15736	15221	5047	0	9399	2101	62%	62%	42%
									8290	0	2101		53%	42%
6	SAN	F65CD/21	-	202	133	5537	6055	2695	0	1822	1805	67%	30%	67%
									346	0	1805		6%	67%
7	AAN	20A7500	-8,96	198	212	3334	7353	4000	0	4200	1953	57%	57%	49%
									338	0	1953		10%	49%
8	SAN	22A5000	-	182	179	2467	4934	4000	0	1648	1642	41%	33%	41%
									312	0	1642		13%	41%
9	AAN	F165CD/18	-29,39	170	322	15221	15736	5047	3228	8377	1716	74%	74%	34%
									274	0	1716		2%	34%
10	AAF	F165CD/18	-13,03	137	56	15736	15221	5047	8780	2256	1449	71%	71%	29%
									229	0	1449		1%	29%

FIGURA C.8: Análise de esforços e cálculo da estabilidade dos apoios da linha.

Anexo D

Peças Desenhadas
Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV



LEGENDA:

- Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV
- Corredor de estudo
- CSF Montargil
- SE CSF Montargil
- SE Vale de Ôdre
- Aerogerador

Sistema de Referência: PT-TM06/ETRS89

					PROJ.	14/09/2025	A.Santos
					LEV. TOP.	.	.
					DES.	14/09/2025	A.Santos
					VERIF.	14/09/2025	A.Santos
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

FORMATO A3

OUTPUT 1x1

ESCALA 1:25000

LINHA A 60 kV

Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV

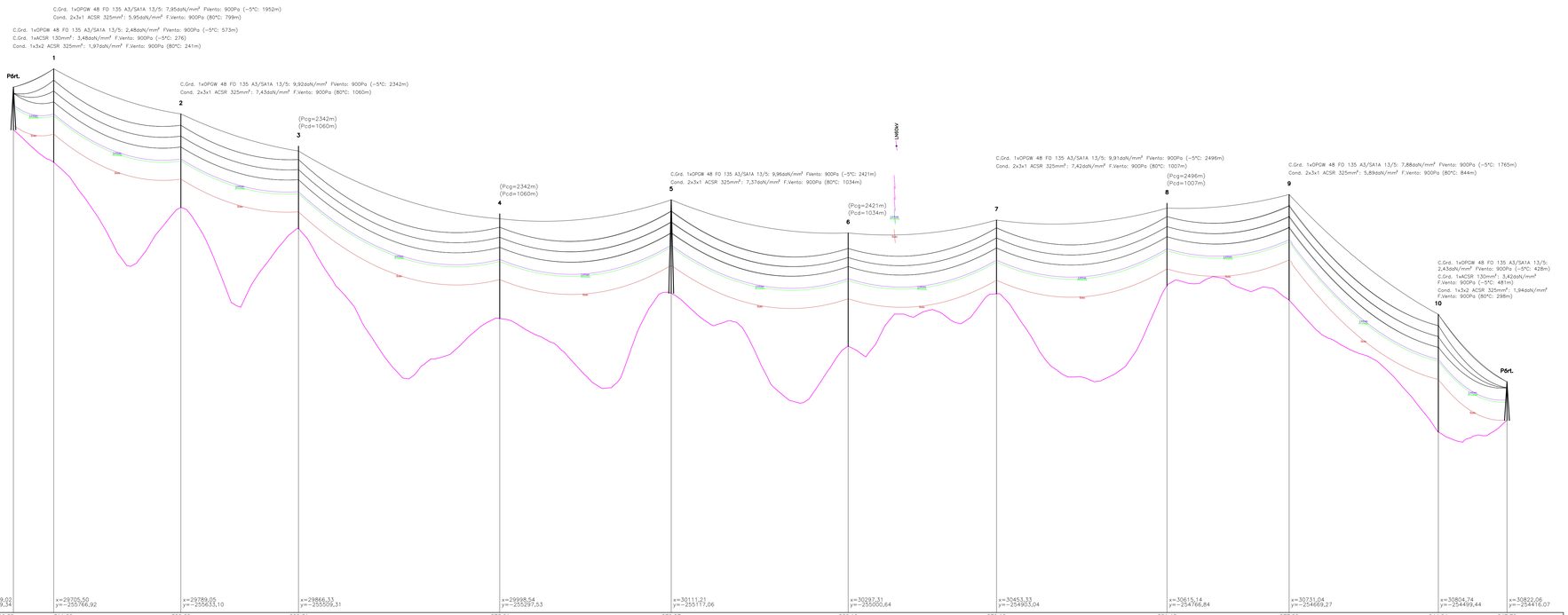
PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

PROJETO

Freguesias: Cachopo

Concelhos: Tavira

SUBSTITUI	CÓDIGOS DE OBRA		Nº DESENHO		ÍNDICE
	.	.	1	LN60 kV-PD-01-01	.



PLANO DE REFERÊNCIA: 200,00 m																				
	x=29679,02 y=-255809,34		x=29705,50 y=-255766,92		x=29789,05 y=-255633,10		x=29866,33 y=-255509,31		x=29998,54 y=-255297,53		x=30111,21 y=-255117,06		x=30297,31 y=-255000,64		x=30453,33 y=-254903,04		x=30615,14 y=-254766,84		x=30731,04 y=-254669,27		x=30804,74 y=-254499,44		x=30822,06 y=-254416,07
COTA DO TERRENO	319,85		311,80		300,60		295,31		273,01		279,27		266,10		279,15		281,43		277,59		244,84		247,70	
NÚMERO DO APOIO	P&rt. PE		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		P&rt. fÓrV. CSF	
TIPO DO APOIO	Pórtico 60kV		F16SCD/15		F95CD/15		2245000		2845000		F16SCD/15		F65CD/21		2047500		2245000		F16SCD/18		F16SCD/18		Pórtico 60kV	
ALTURA ÚTIL	9,10		15,60		15,60		18,30		23,80		15,60		20,40		17,00		18,30		18,60		18,60		8,10	
ARMAÇÃO	Pórtico		F16SCD		F95CD		EVDAL+CGAL1/M10		EVDAL+CGAL1/M10		F16SCD		F65CD		EVDAN+CGAN2/G10		EVDAL+CGAL1/M10		F16SCD		F16SCD		Pórtico	
FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	ARh		ARh		ARh		SRh		SRh		ARh		SRh		ARh		SRh		ARh		ARh		ARh	
DISTÂNCIA ENTRE APOIOS		50,01		157,76		145,93		249,66		212,75		219,52		184,03		211,51		151,50		185,13		85,15		
DISTÂNCIA À ORIGEM	0,00		50,01		207,78		353,70		603,36		816,11		1035,63		1219,66		1431,17		1582,67		1767,80		1852,95	
CULTURAS																								

ANTI-POISO
CAIXA DE FIBRA ÓPTICA
PLATAFORMA DE NINHO
SALVA-PÁSSARO
SECCIONADOR
OCR
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

Sistema de Referência: PT-TM06/ETRS89

INDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO

PROJ.	14/09/2025	A.Santos	
LEV. TOP.	-	-	
DES.	14/09/2025	A.Santos	
VERIF.	14/09/2025	A.Santos	
DATA	RUBRICA		

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

FORMATO: A20x1135
OUTPUT: 1x1
ESCALA: 1:2500 / 1:500

LINHA A 60 kV

Linha PE Vale de Ódre - CSF de Montargil, a 60 kV

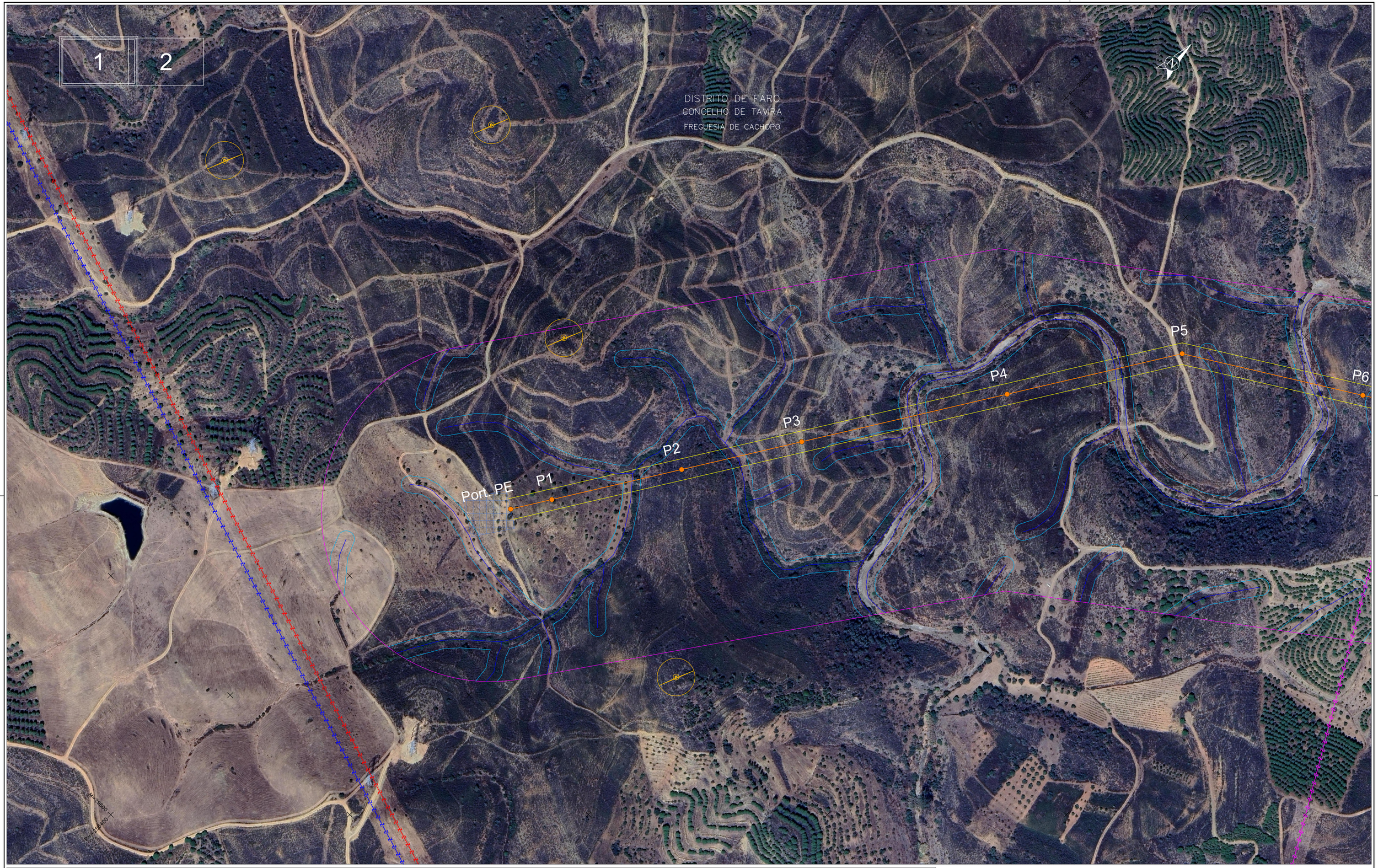
PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR

PROJETO

Freguesias: Cachopo — Concelhos: Tavira

SUBSTITUI	CÓDIGOS DE OBRA		Nº DESENHO	INDICE
	-	-	1 LN60 KV-PD-02-01	-

SISTEMA DE REFERÊNCIA - UNIFORMIZADOS SATAA 73
DATUM ALTIMÉTRICO - CADIMS



LEGENDA:

- Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV
- Faixa de 25 m
- Corredor de estudo
- SE Vale de Ôdre
- SE CSF Montargil
- CSF Montargil
- Aerogerador
- Linhas de água das cartas militares
- Domínio público hídrico
- Rede Nacional de Transporte existente a 400 kV
- Rede Nacional de Transporte existente a 150 kV
- Rede Nacional de Distribuição existente a 60 kV

Sistema de Referência: PT-TM06/ETRS89

					PROJ.	14/09/2025	A.Santos
					LEV. TOP.		
					DES.	14/09/2025	A.Santos
					VERIF.	14/09/2025	A.Santos
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

FORMATO A1

OUTPUT 1x1

ESCALA 1:2000

LINHA A 60 kV

Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV

PLANTA DE CONDICIONANTES TÉCNICAS

PROJETO

Freguesias: Cachopo — Concelhos: Tavira

SUBSTITUI	CÓDIGOS DE OBRA		Nº DESENHO		ÍNDICE
	.	.	1	LN60 kV-PD-03-01	.

1

2

DISTRITO DE FARO
CONCELHO DE TAVIRA
FREGUESIA DE CACHOPO

P=-253800
M=-31000

Port. CSF

P6

P7

P8

P9

P10

LEGENDA:

- Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV
- Faixa de 25 m
- Corredor de estudo
- SE Vale de Ôdre
- SE CSF Montargil
- CSF Montargil
- Aerogerador
- Linhas de água das cartas militares
- Domínio público hídrico
- Rede Nacional de Transporte existente a 400 kV
- Rede Nacional de Transporte existente a 150 kV
- Rede Nacional de Distribuição existente a 60 kV

Sistema de Referência: PT-TM06/ETRS89

					PROJ.	14/09/2025	A.Santos
					LEV. TOP.	-	-
					DES.	14/09/2025	A.Santos
					VERIF.	14/09/2025	A.Santos
INDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

FORMATO A1

OUTPUT 1x1

ESCALA 1:2000

LINHA A 60 kV

Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV

PLANTA DE CONDICIONANTES TÉCNICAS

PROJETO

Freguesias: Cachopo

Concelhos: Tavira

SUBSTITUI	CÓDIGOS DE OBRA		Nº DESENHO		ÍNDICE
	.	.	2	LN60 kV-PD-03-02	.

1 2

DISTRITO DE FARO
CONCELHO DE TAVIRA
FREGUESIA DE CACHOPO

P1 P2 P3 P4 P5 P6

Port. PE

LEGENDA:

- Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV
- Faixa de 25 m
- Corredor de estudo
- SE Vale de Ôdre
- SE CSF Montargil
- CSF Montargil
- Aerogerador

Sistema de Referência: PT-TM06/ETRS89

					PROJ.	14/09/2025	A.Santos
					LEV. TOP.		
					DES.	14/09/2025	A.Santos
					VERIF.	14/09/2025	A.Santos
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

FORMATO A1

OUTPUT 1x1

ESCALA 1:2000

LINHA A 60 kV

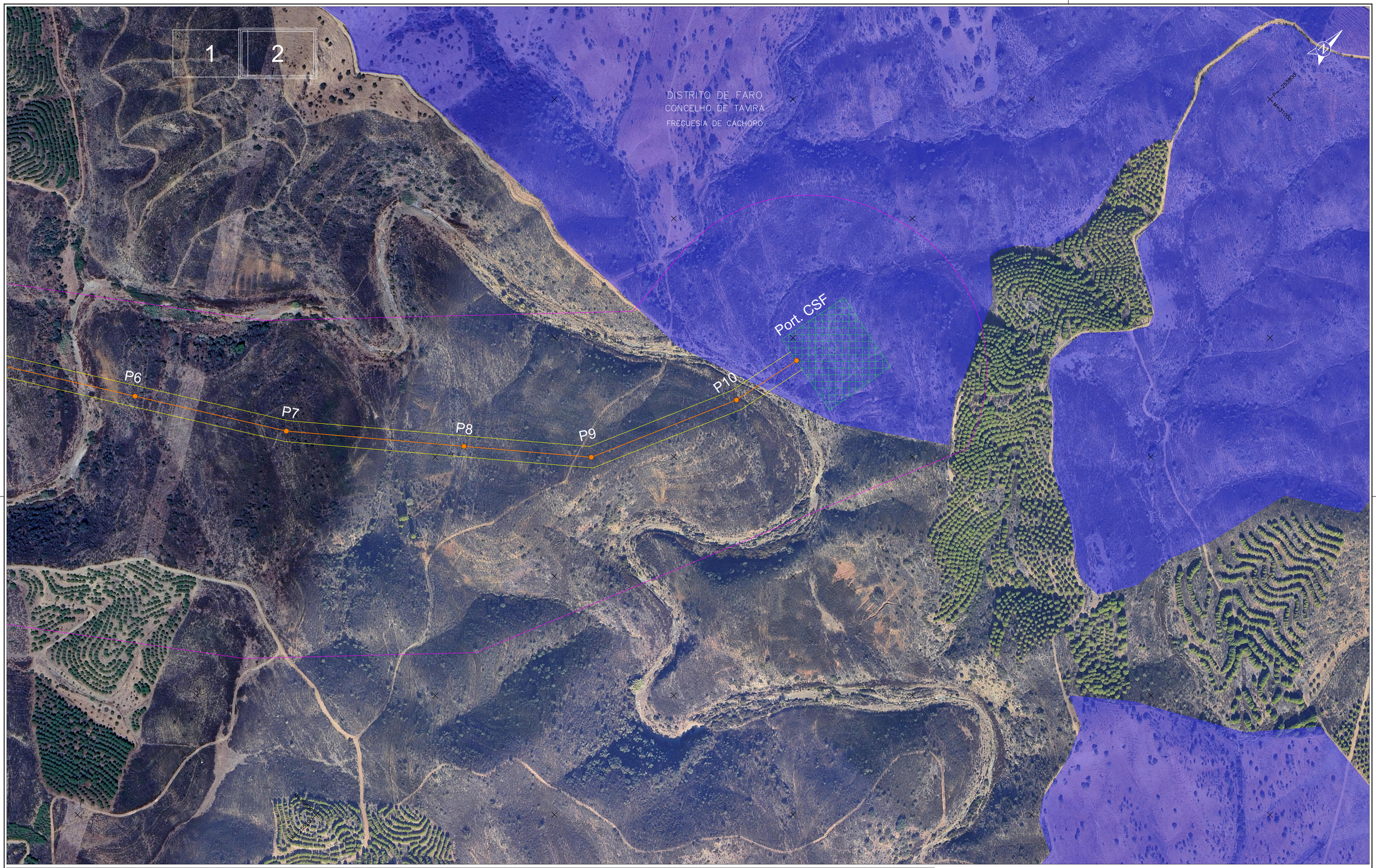
Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV

PLANTA DE ORTOFOTOMAPA

PROJETO

Freguesias: Cachopo — Concelhos: Tavira

SUBSTITUI	CÓDIGOS DE OBRA		Nº DESENHO	ÍNDICE
	.	.	1 LN60 kV-PD-04-01	.



LEGENDA:

- Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV
- Faixa de 25 m
- Corredor de estudo
- SE Vale de Ôdre
- SE CSF Montargil
- CSF Montargil
- Aerogerador

Sistema de Referência: PT-TM06/ETRS89

INDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO

		DATA	RUBRICA
PROJ.		14/09/2025	A.Santos
LEV. TOP.		-	-
DES.		14/09/2025	A.Santos
VERIF.		14/09/2025	A.Santos

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

FORMATO: A1

OUTPUT: 1x1

ESCALA: 1:2000

LINHA A 60 kV

Linha PE Vale de Ôdre - CSF de Montargil, a 60 kV

PLANTA DE ORTOFOTOMAPA

PROJETO

Freguesias: Cachopo — Concelhos: Tavira

SUBSTITUI	CÓDIGOS DE OBRA		Nº DESENHO		ÍNDICE
	.	.	2	LN60 kV-PD-04-02	.

Anexo E

Memória Descritiva e Justificativa
Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV

E.1 Introdução

A presente memória descritiva detalha o projeto da linha elétrica ”CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV”, desenvolvido integralmente no âmbito desta dissertação, sendo de autoria própria e não resultando de estudos ou iniciativas prévias de entidades externas.

A conceção da ligação entre as unidades de produção de energia renovável e a rede elétrica, incluindo a seleção dos locais de implantação da Central Solar Fotovoltaica de Montargil (CSF de Montargil), o traçado dos corredores da linha e a definição dos pontos de interligação, foi realizada por decisão própria, com carácter meramente especulativo. As decisões tomadas tiveram em conta condicionantes técnicas, ambientais e de ordenamento do território específicos, integrados no projeto, com o objetivo de refletir condições típicas e viáveis de implementação.

Importa referir que, atendendo que o projeto não se destina a licenciamento ou execução, foram apenas descritos e justificados os elementos técnicos analisados ao longo da dissertação.

E.2 Considerações Gerais

E.2.1 Objeto

A presente Memória Descritiva refere-se ao projeto de uma linha elétrica aérea, destinada a estabelecer a interligação entre a Subestação da Central Solar Fotovoltaica de Montargil (CSF Montargil) e a Subestação de Tavira (SE de Tavira).

Este projeto, bem como todas as infraestruturas associadas, insere-se na estratégia definida para a política energética nacional, contribuindo para a concretização de uma política estruturante no domínio da energia. O objetivo é reduzir progressivamente a dependência energética do exterior, bem como mitigar os impactos ambientais associados à utilização de combustíveis fósseis, nomeadamente as emissões de gases com efeito de estufa.

E.3 Características da Linha

A ligação entre a CSF de Montargil e a SE de Tavira será estabelecida através de uma linha aérea de terno simples, a 400 kV, com dois condutores por feixe e um total de 11 apoios. Os condutores serão dispostos em esteira horizontal no troço entre os apoios P1–P6 e em esteira vertical entre os apoios P7–P11, conforme representado na Figura E.1. Inclui-se ainda um terno de reserva não

equipado, a cerca de 1,48 km da subestação de Tavira, com o objetivo de facilitar futuras ligações à SE de Tavira.

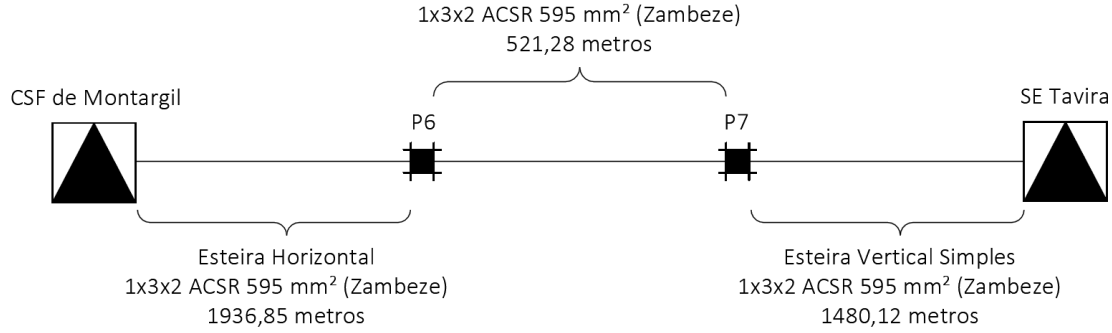


FIGURA E.1: Esquema da linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV.

Está prevista a utilização de apoios da família Q, DLT e ELT e de cabos condutores do tipo ACSR 595 (*Zambeze*) e cabos de guarda tipo *Optical Ground Wire* (OPGW) "AS/AA-39/94 40FO 25 kA" e ACSR 153 *Dorking*.

A linha aérea, a 400 kV que fará a ligação entre as duas instalações já referidas, terá uma extensão total de 3,94 km.

E.4 Critérios Técnicos Gerais

Do ponto de vista técnico, o projeto a que se refere a presente memória, será constituído pelos elementos estruturais normalmente considerados em linhas do escalão de tensão de 400 kV, nomeadamente:

- Apoios reticulados em aço da família Q, DLT e ELT, utilizados em linhas aéreas simples;
- Fundações do apoio constituídas por quatro maciços independentes formados por uma sapata e uma chaminé prismática;
- Cabos condutores, em alumínio-aço, do tipo ACSR 595 (*Zambeze*);
- Cabo de guarda, do tipo OPGW "AS/AA-39/94 40FO 25 kA";
- Cabo de guarda, em alumínio-aço, do tipo ACSR 153 *Dorking*;
- Isoladores de vidro do tipo U160BS;
- Cadeias de isoladores e acessórios adequadas à corrente de defeito máxima de 50 kA;
- Circuitos de terra dimensionados de acordo com as características dos locais de execução.

E.4.1 Equipamento

E.4.1.1 Apoios

Os apoios das famílias Q, DLT e ELT, bem como as respetivas fundações, correspondem a tipologias normalizadas utilizadas em linhas da Rede Nacional de Transporte (RNT), sendo por isso elementos de referência já estabelecidos para este tipo de infraestrutura.

O perfil da linha é o indicado no desenho LN400 kV-PD-02, no qual se assinala a implantação dos apoios, tipos e alturas dos mesmos, tipos de fixação dos condutores, cruzamentos e demais elementos necessários à definição do traçado da linha e suas características.

E.4.1.2 Cabos

Aspetos Gerais do Dimensionamento

A Tabela E.1 apresenta as principais características mecânicas e elétricas dos cabos utilizados, definidos segundo as condições gerais de utilização praticadas pela Redes Energéticas Nacionais (REN) para este nível de tensão. O cabo de guarda, a aplicar a toda extensão da linha, será do tipo OPGW, integrando fibras óticas destinadas a funções de telecomunicações. Complementarmente, será instalado um cabo de guarda do tipo ACSR 153 (*Dorking*), desde a SE da CSF de Montargil até ao apoio P7, sendo ainda previsto, no ataque ao pórtico da SE de Tavira, um cabo de guarda adicional do mesmo tipo, em alumínio-aço ACSR 153 (*Dorking*).

Aspetos Mecânicos

- Cabos Condutores: ACSR 595 (*Zambeze*);
- Cabos de Guarda: OPGW "AS/AA-39/94 40FO 25 kA"+ ACSR 153 *Dorking*.

As condições de operação dos cabos, associadas à necessidade de garantir uma distância mínima ao solo de 14 metros para o nível de tensão de 400 kV, em conformidade com os requisitos normativos, bem como a presença de árvores de espécies protegidas cuja preservação é obrigatória, determinaram os valores de parâmetros e trações horizontais adotados para os cabos condutores e de guarda. Estas condicionantes estabelecem desde já critérios técnicos que terão de ser devidamente avaliados no processo de futuro licenciamento, de forma a assegurar a conformidade ambiental e viabilidade do projeto. Os parâmetros e trações horizontais dos cabos condutores e de guarda são apresentados no Anexo F.5 (Figura F.13).

A linha foi dimensionada para a condição Zona A, tendo sido verificada a estabilidade das cadeias de isoladores e o cumprimento da condição EDS através da avaliação dos ângulos de oscilação a 15 °C com metade do vento máximo, bem como o controlo dos ângulos de enrolamento dos condutores nas pinças de suspensão para evitar esforços excessivos nos pontos de fixação, conforme aprestando no Anexo F.6 (Figura F.14 e F.15).

Com estas condicionantes, os condutores ACSR 595 (*Zambeze*) sobre condição de vento máximo não excedem 41,05 kN de tração horizontal, sendo o EDS máximo de 23,50%, ambos no vão P8-P9. Estes valores estabelecem desde a fase de projeto a conformidade mecânica e ambiental da linha, requisitos que serão formalmente demonstrados no licenciamento.

TABELA E.1: Características dos cabos.

Parâmetro	**ACSR 595 (*Zambeze*)**	**Cabo de Guarda (OPGW)**	**Cabo de Guarda (*Dorking*)**
Tipo de cabo	ACSR 595 mm^2	135-A3/SA1A-13/5 48FO 25 kA	ACSR 153 mm^2
Secção Total [mm^2]	594,97	132,50	152,81
Diâmetro [mm]	31,80	15,80	16,00
Composição [n.º fios×∅ (mm)]	7×2,32+42×4,14	1×3,15+5×3,10+12×3,15	7×3,20+12x3,20
Resistência a 20 °C [Ω/km]	0,0511	0,320	0,2992
Peso linear [kg/m]	1,792	0,565	0,711
Carga de rotura [daN]	11967	7097	7708
Módulo de elasticidade [daN/mm^2]	6150	9068	10450
Coef. de dilatação linear [$°C^{-1}$]	$21{,}2 \times 10^{-6}$	$17{,}60 \times 10^{-6}$	$15{,}30 \times 10^{-6}$

Distâncias de Segurança Associada a Cabos

Em relação às distâncias de segurança, nomeadamente aos obstáculos a sobrepassar como solo, árvores, edifícios e vias de comunicação, estas serão verificadas para a situação de flecha máxima, correspondente à temperatura dos condutores de 85 °C sem sobrecarga. Neste projeto foram aplicados os critérios definidos nas especificações técnicas da REN, que se situam acima dos valores mínimos regulamentares, reforçando o nível de segurança global da instalação.

E.4.1.3 Amortecedores de Vibrações

A fadiga por vibrações eólicas afeta os condutores e cabos de guarda, não sendo relevante para os apoios devido à sua baixa frequência natural. Os dispositivos serão dimensionados com base em parâmetros mecânicos dos cabos e posicionados segundo critérios empíricos validados por ensaios e experiência de operação. A sua colocação será definida após a regulação final dos cabos, com base em estudos específicos do fornecedor.

E.4.1.4 Cadeias de Isoladores

Aspetos de Dimensionamento Elétrico

Serão utilizados isoladores do tipo U160BS, em vidro temperado, adequados às zonas de poluição ligeira que caracterizam a totalidade do corredor da linha.

TABELA E.2: Classificação da poluição ao longo da linha.

Postes	Poluição	Carga de Rotura [kN]
Toda a linha	Ligeira	160

Fixação à Estrutura

Nos apoios da família QT existem três pontos de fixação para o condutor central, cuja função é garantir as distâncias de segurança entre os elementos em tensão (fiadores) e a massa. O ponto central é normalmente utilizado, porém em apoios com ângulo de linha igual ou superior a 23 grados é necessária uma análise detalhada dos distanciamentos para definir o ponto de amarração adequado.

Nos apoios P1, P2 e P5, do tipo QT, cujos ângulos de linha são superiores a 23°, recorreu-se à utilização de um ponto de fixação alternativo ao central, de modo a garantir o cumprimento das distâncias de segurança regulamentares entre os condutores e a infraestrutura.

E.5 Cálculos

E.5.1 Cálculos Elétricos

Para efeitos de estudo foi considerada uma potência transportável de 1385,00 MVA, sob a forma de corrente alternada trifásica, com a frequência de 50 Hz e à tensão de 400 kV.

E.5.1.1 Capacidade Máxima de Transporte

No Anexo F.2 (Figura F.2) é apresentada a evolução da corrente admissível nos condutores para diferentes valores de temperatura do condutor e de temperatura ambiente.

Para uma temperatura ambiente de 35 °C (condição de verão), a corrente máxima admissível para o cabo ACSR 595 (*Zambeze*) é de aproximadamente 1114 A, correspondendo a uma capacidade de transporte de 1544 MVA. Já para uma temperatura ambiente de 15 °C (condição de inverno), a corrente máxima admissível ascende a cerca de 1338 A, o que se traduz numa capacidade de transporte de 1854 MVA.

E.5.1.2 Trânsito de Potência

No âmbito da análise do trânsito de energia, a solução prevista para esta ligação demonstra conformidade com os requisitos técnicos, sendo os resultados do cálculo do trânsito de potência resumidos na Tabela E.3 e apresentado detalhadamente no Anexo F.3 (Figura F.3).

Para efeitos de dimensionamento e cálculo da linha, considerou-se um regime permanente de transporte de potência de até 1385,00 MVA, valor inferior à capacidade máxima transportável, assegurando o cumprimento dos requisitos técnicos e operacionais.

TABELA E.3: Resultados do trânsito de potência para os quatro regimes de carga distintos (Linha a 400 kV).

Parâmetro	**tg** $\phi = 0$	**tg** $\phi = 0$	**tg** $\phi = 0,30$	**tg** $\phi = 0,30$
Potência na Emissão [MVA]	1385,00	1385,00	1385,00	1385,00
Corrente na Emissão [A]	1997,34	1903,88	2076,21	1987,71
Tensão na Emissão [kV]	400,35	420,00	402,10	420,00
Tensão na Receção [kV]	400,00	419,67	400,00	417,98
Queda de Tensão [kV [%]]	0,35 [0,09]	0,33 [0,08]	2,10 [0,52]	2,02 [0,51]
Perdas na Linha [MW]	2,41	2,19	2,61	2,39
Temperatura do Condutor [°C]	81,84	78,57	84,72	81,50

E.5.2 Diretriz da Linha

Nos desenhos da planta geral do traçado, é indicado o traçado da linha à escala 1:25000. No perfil e planta parcelar da linha, é apresentada a localização e especificação dos apoios ao longo do traçado, assim como a posição dos condutores inferiores e dos cabos de guarda em todos os vãos.

E.5.2.1 Localização

A linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV e com o comprimento de 3,94 km, localiza-se no distrito, concelho e freguesia indicados na Tabela E.4.

TABELA E.4: Localização da linha, segundo a Carta Administrativa Oficial de Portugal.

Distrito	**Concelho**	**Freguesia**
Faro	Tavira	Cachopo

Os distrito, concelho e freguesia atravessada estão indicados na planta de localização. O parcelamento dos terrenos na faixa de 60 metros centrada no eixo da linha assim como os tipos de exploração serão representados, em período de Projeto de Licenciamento, no perfil e respetiva planta parcelar, que conterá ainda, a numeração das parcelas em correspondência com a Relação de Proprietários resultante do levantamento cadastral efetuado.

E.6 Travessias e Cruzamentos

Foram respeitadas, nas travessias de vias de comunicação e de infraestruturas existentes, as distâncias mínimas regulamentares estabelecidas pela REN.

E.6.1 Travessias de Estradas

As principais travessias de estradas ao longo do traçado da linha encontram-se indicadas na Tabela E.5.

TABELA E.5: Travessias de estradas.

Vão de Travessia	Designação
P10-P11	EM505

E.6.2 Travessias de Servidões de Vias-Férreas

No traçado da linha não ocorrem as travessias com vias-férreas.

E.6.3 Travessias de Cursos de Água

As principais travessias de cursos de água ao longo do traçado da linha encontram-se indicadas na Tabela E.6.

TABELA E.6: Travessias de cursos de água.

Vão de Travessia	Designação
Pórtico-P1	Ribeira da Foupanilha
P1-P2	Ribeira da Foupanilha
P2-P3	Ribeira da Foupanilha
P2-P3	S/Designação
P3-P4	2x S/Designação
P4-P5	5x S/Designação
P5-P6	4x S/Designação
P6-P7	4x S/Designação
P7-P8	2x S/Designação
P8-P9	3x S/Designação
P9-P10	3x S/Designação
P10-P11	S/Designação
P11-Pórtico	S/Designação

E.6.4 Servidões Aeronáuticas Civis e Militares

No traçado da linha não interseta com nenhuma zona de servidão aeronáutica civil ou militar.

E.6.5 Cruzamentos com Outras Linhas Elétricas Aéreas

As principais travessias de outras linhas elétricas ao longo do traçado da linha encontram-se indicadas na Tabela E.7.

TABELA E.7: Cruzamentos com outras linhas elétricas.

Nível de tensão [kV]	Linhas aéreas	Vão de cruzamento
400	Tavira - Puebla de Guzmán (LTVR.PGN)	P8-P9
400	Alcoutim - Tavira (LALT.TVR)	P8-P9
15	Amoreira (FR 15-61-1-10-18)	P10-P11

E.6.6 Cruzamentos e Paralelismos com Gasodutos

No traçado da linha não se verificam interferências com redes de abastecimento de gás.

Não existem mais travessias ou cruzamentos com outras infraestruturas.

E.7 Balizagem Aérea

E.7.1 Balizagem Aérea para Aeronaves

Em fase de projeto, são consideradas as disposições indicadas na Circular de Informação Aeronáutica 10/03 de 6 de maio publicada pelo ANAC (Autoridade Nacional de Aviação Civil) que determina as zonas da linha sujeitas à instalação de balizagem para aeronaves.

E.7.1.1 Balizagem Diurna

A sinalização diurna consiste na colocação de esferas de cor alternada, vermelha ou laranja internacional e branca, com diâmetro mínimo de 600 mm. Estas foram instaladas nos cabos de guarda do tipo OPGW, garantindo que a projeção, segundo o eixo da linha, da distância entre esferas consecutivas se mantém igual ou inferior a 30 metros.

A balizagem diurna dos apoios consiste na pintura de faixas, de cor alternadamente vermelha ou laranja internacional e branca. As faixas a pintar correspondem a troços modulares das estruturas de forma a realçar a sua forma e dimensões. As faixas extremas são pintadas na cor vermelha ou laranja internacional.

Vãos a Sinalizar

No traçado da linha em projeto, foram identificadas situações onde existe necessidade de uso de balizagem diurna de vãos, entre eles, nos vão P6-P7 e P8-P9, conforme representado em Perfil Longitudinal (LN400kV-PD-02-01).

Apoios a Sinalizar

No traçado da linha em projeto, não foram identificadas situações onde existe necessidade de uso de balizagem diurna dos apoios.

E.7.1.2 Balizagem Noturna

A balizagem noturna consiste na colocação de balisores nos condutores superiores, próximo das fixações dos cabos às cadeias, de cada lado dos apoios, ou na sinalização no topo dos apoios com díodos eletroluminescentes (“LED”) alimentados por painéis solares e baterias acumuladoras de energia ou outro equipamento equivalente desde que aprovado pela ANAC. Estes dispositivos têm de emitir luz vermelha com uma intensidade mínima de 10 cd.

Apoios a Sinalizar

No traçado da linha em projeto, não foram identificadas situações onde existe necessidade de uso de balizagem diurna dos apoios.

E.7.2 Sinalização para Aves

Para mitigação do risco de colisão da avifauna, serão instalados dispositivos do tipo *Bird Flight Diverters* (BFD), de formato helicoidal, fixação dupla, 35 cm de diâmetro e 1 m de comprimento, em cores alternadas (laranja/vermelho e branco). Estes ajustam-se ao cabo de guarda por enrolamento, apresentando numa extremidade um anel de maior diâmetro que aumenta a visibilidade sem impactar significativamente a área exposta ao vento. As medidas complementares de minimização de colisão e eletrocussão serão definidas na fase de licenciamento, conforme recomendações do consultor ambiental ou possíveis imposições da Declaração de Impacte Ambiental (DIA).

E.7.3 Efeitos dos Campos Eletromagnéticos

A avaliação da exposição a campos eletromagnéticos rege-se pela Recomendação do Conselho da União Europeia 1999/519/CE, que estabelece os limites para a população em geral no intervalo de frequências de 0 Hz a 300 GHz. Em Portugal, este enquadramento foi transposto para o ordenamento jurídico nacional pelo Decreto-Lei n.º 11/2003, de 18 de janeiro, e regulamentado pela Portaria n.º 1421/2004, de 23 de novembro.

Subsequentemente, o Decreto-Lei n.º 11/2018 manteve válidos os referidos limites, introduzindo a obrigatoriedade de monitorização periódica e a garantia de um afastamento mínimo entre o eixo das linhas e as ”infraestruturas sensíveis”. Para a frequência industrial de 50 Hz, os níveis de referência para a exposição do público em geral em locais de permanência encontram-se sintetizados na Tabela E.8.

TABELA E.8: Níveis de referência para exposição a campos elétricos e magnéticos (50 Hz).

Característica de Exposição	Campo Elétrico [kV/m]	Densidade de Fluxo Magnético [µT]
Público em geral (em permanência)	5	100

Para efeitos de cálculo dos valores de campo elétrico e magnético, foram consideradas todas as geometrias de apoio previstas no projeto, abrangendo as configurações em esteira horizontal, vertical simples e vertical dupla, definindo assim as alturas mínimas regulamentares dos condutores ao solo. Para a disposição em esteira horizontal, a menor altura obtida correspondeu a 14,24 metros no vão entre os apoios P2 e P3, enquanto para a configuração em esteira vertical simples e vertical dupla, prevista para permitir a instalação futura de um segundo circuito, a altura mínima registada foi de 14,13 metros no vão entre os apoios P10 e P11.

Os perfis transversais dos campos elétrico, para as condições nominal e máxima, e magnético foram avaliados ao nível do solo e a 1,80 m de altura, numa faixa compreendida entre −40 m e +40 m em torno do eixo da linha, considerando dois condutores por fase e dois cabos de guarda ao potencial de terra, tendo sido verificado que todos os valores obtidos permanecem abaixo dos limites admissíveis.

E.7.3.1 Cálculo do Campo Elétrico

Os valores máximos do campo elétrico, ao nível do solo e a 1,80 metros de altura, calculados para a tensão nominal de serviço (400 kV), estão apresentados na Tabela E.9.

TABELA E.9: Valores máximos calculados do campo elétrico à tensão nominal para as diferentes geometrias de armação.

Geometria da Armação	**Campo Elétrico Máximo (Nível do solo) [kV/m]**	**Campo Elétrico Máximo (a 1.80 m do solo) [kV/m]**
Esteira Horizontal	3,63	3,71
Esteira Vertical Simples	3,70	3,79
Esteira Vertical Dupla	3,16	3,26

Os perfis transversais do elétrico à tensão nominal para cada configuração podem ser consultados no Anexo F.4 (Figura F.4, F.7 e F.10).

Os valores máximos do campo elétrico, ao nível do solo e a 1.80 metros de altura, calculados para a tensão máxima de serviço (420 kV), estão apresentados na Tabela E.10.

TABELA E.10: Valores máximos calculados do campo elétrico à tensão máxima para as diferentes geometrias de armação.

Geometria da Armação	**Campo Elétrico Máximo (Nível do solo) [kV/m]**	**Campo Elétrico Máximo (a 1,80 m do solo) [kV/m]**
Esteira Horizontal	3,81	3,90
Esteira Vertical Simples	3,88	3,98
Esteira Vertical Dupla	3,31	3,42

Os perfis transversais do campo elétrico à tensão máxima para cada configuração podem ser consultados no Anexo F.4 (Figura F.5, F.8 e F.11).

Em ambos os casos, os valores são significativamente inferiores ao nível de referência de 5 kV/m, estabelecido na Tabela E.8 para exposição do público em geral, confirmando o cumprimento da legislação vigente, por parte do projeto, com uma margem de segurança considerável.

Adicionalmente, o valor máximo do campo elétrico à superfície dos condutores, entre as diferentes armações, é de 16,85 kV/cm, identificado na esteira horizontal intermédia da armação vertical dupla.

E.7.3.2 Cálculo do Campo Magnético

Complementarmente, foi calculada a densidade de fluxo magnético para a condição de operação mais exigente, que corresponde à corrente máxima de serviço de 1038,10 A por condutor, que representa a condição de operação mais desfavorável na emissão de campo magnético.

O resultado da densidade de fluxo magnético é apresentado na Tabela E.11.

TABELA E.11: Valores máximos calculados da densidade de fluxo magnético para as diferentes geometrias de armação.

Geometria da Armação	Densidade de Fluxo Magnético Máxima [µT]
Esteira Horizontal	28,652
Esteira Vertical Simples	17,122
Esteira Vertical Dupla	20,823

Os perfis transversais do campo magnético para cada configuração podem ser consultados no Anexo F.4 (Figura F.6, F.9 e F.12).

O valor máximo obtido, 28,652 µT, é significativamente inferior ao nível de referência de 100 µT, indicado na Tabela E.8, garantindo a conformidade da linha com os limites regulamentares.

E.8 Elementos do Projeto

Elaboram-se, para este Projeto de Dissertação, os seguintes documentos.

E.8.1 Peças Escritas

- Memória Descritiva
- Anexos à Memória Descritiva
  - F.1 - Elementos Gerais da Linha;
  - F.2 - Capacidade Máxima de Transporte;
  - F.3 - Trânsito de Potências;
  - F.4 - Campo Elétrico e Magnético;
    - F.4.1 - Análise para o apoio QT (Esteira Horizontal);
      F.4.1.1 - Campo Elétrico à Tensão Nominal;
      F.4.1.2 - Campo Elétrico à Tensão Máxima;
      F.4.1.3 - Campo Magnético;
    - F.4.2 - Análise para o apoio DLT (Esteira Vertical Simples);
      F.4.2.1 - Campo Elétrico à Tensão Nominal;
      F.4.2.2 - Campo Elétrico à Tensão Máxima;
      F.4.2.3 - Campo Magnético;
    - F.4.3 - Análise para o apoio QT (Esteira Vertical Dupla);
      F.4.3.1 - Campo Elétrico à Tensão Nominal;
      F.4.3.2 - Campo Elétrico à Tensão Máxima;
      F.4.3.3 - Campo Magnético;
  - F.5 - Cálculo Mecânico dos Cabos;

  - F.6 - Comportamento das Cadeias de Isoladores;
  - F.7 - Cálculo da Estabilidade dos Apoios;

E.8.2 Peças Desenhadas

- Planta Geral do Traçado da Linha, à escala 1:25000 LN400kV-PD-001
- Perfil e Planta Parcelar LN400kV-PD-02
- Planta Geral do Traçado da Linha sobre Ortofotomapas LN400kV-PD-03-01 a 03
- Planta Geral do Traçado da Linha com Condicionantes LN400kV-PD-04-01 a 04

Anexo F

Anexos
Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV

Os anexos reúnem os resultados elétricos e mecânicos obtidos para a linha elétrica em estudo.

F.1 Elementos Gerais da Linha

Apoio					Vão Topográfico [m]	Distância à Origem [m]	Sistema de Coordenadas [PT-TM06/ETRS89]			Fixação dos cabos			Tipo Fixação CC	Tipo Fixação CG
N.º	Tipo	Altura Útil [m]	Área de Ocupação [m2]	Ângulo [grd]			Meridiano [m]	Perpendicular [m]	Cota [m]	C.Condutores	OPGW	Dorking		
Port. CSF	PAL4	-	-	-	84,17	0,00	30871,22	-254426,30	247,98	4D4H2M150P5	10183	10181	AP20	A
1	QT1	20,60	40,00	-52,82	226,57	84,17	30854,97	-254508,88	245,91	4D4H2M150N5	10183	10181	AD20	A
2	QT5	40,60	92,00	31,29	389,23	310,74	30989,44	-254691,23	263,91	4D4H2M150N5	10183	10181	AD20	A
3	QRS3	26,87	40,00	-	423,75	699,97	31045,25	-255076,44	300,42	4D4K2M150L5/4D4V2M150R5	10182	10180	SD20	S
4	QRS3	26,87	40,00	-	470,44	1123,71	31106,00	-255495,80	315,31	4D4K2M150L5/4D4V2M150R5	10182	10180	SD20	S
5	QRS3	26,87	40,00	-	342,70	1594,15	31173,45	-255961,38	320,39	4D4K2M150L5/4D4V2M150R5	10182	10180	SD20	S
6	QT1	20,60	40,00	-25,05	521,28	1936,85	31222,59	-256300,54	353,84	4D4H2M150N5	10183	10181	AD20	A
7	DLT1	24,00	69,00	-35,31	248,90	2458,13	31489,43	-256748,34	345,72	4D4H2M150N5	10183	10181	AD20	A
8	ELT10	52,00	217,00	-	553,91	2707,03	31710,35	-256863,00	352,67	4D4H2M150N5	10183	10181	AD20	A
9	ELT10	52,00	217,00	40,19	362,99	3260,93	32201,97	-257118,18	334,92	4D4H2M150N5	10183	10181	AD20	A
10	DLT5	37,00	127,00	-	214,25	3623,93	32363,35	-257443,34	337,89	4D4H2M150N5	10183	10181	AD20	A
11	DLT1	24,00	69,00	10,72	100,06	3838,18	32458,59	-257635,25	349,20	4D4H2M150N5	10183	10181	AD20	A
Port. SE Tavira	PAL4	-	-	-	-	3938,24	32487,92	-257730,92	355,89	4D4H2M150P5	10183	10181	AP20	A

FIGURA F.1: Elementos Gerais da linha, incluindo dados dos apoios e vãos.

F.2 Capacidade Máxima de transporte

Potência Máxima Admissível [MVA]		
P[MVA]= 1 854,0	T. Amb. [°C]= 15	T. Cond. [°C]= 85
P[MVA]= 1 544,0	T. Amb. [°C]= 35	T. Cond. [°C]= 85

Itensidade de Corrente Máxima Admissível por Condutor [A]					
Temperatura Condutor [°C]	Temperatura Ambiente [°C]				
	15	30	32	33	35
40	724	374	297	250	107
45	823	456	380	336	220
50	910	605	551	522	458
55	987	722	678	655	606
60	1 057	820	782	762	721
65	1 121	905	872	855	819
70	1 181	982	952	936	904
75	1 236	1 051	1 024	1 010	981
80	1 289	1 116	1 090	1 077	1 050
85	1 338	1 175	1 151	1 139	1 114
90	1 385	1 231	1 208	1 197	1 174
95	1 430	1 283	1 262	1 251	1 230
100	1 472	1 333	1 313	1 303	1 282
105	1 513	1 380	1 361	1 351	1 332
110	1 552	1 425	1 407	1 398	1 379

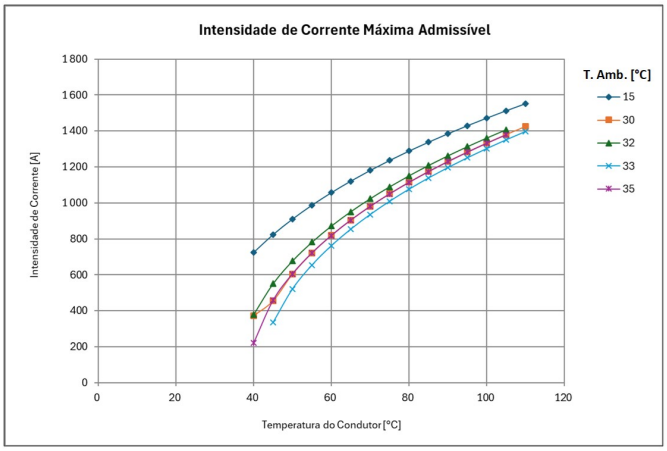


FIGURA F.2: Análise da Capacidade Máxima de transporte.

F.3 Trânsito de Potências

Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
Nº de circuitos:	1
Comprimento [km]:	3,94
Coeficiente de temperatura [°C^{-1}]:	2,12E-05

Raio Equivalente [mm]	56,39
Indutância [H/km]	1,37E-03
Capacitância [F/km]	8,29E-09
Temperatura ambiente [°C]	35

Tensão Miníma na Receção com Tg(ϕ) = 0.00

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	400,35
Potência na emissão [MVA]	1385,00
Intensidade na emissão [A]	1997,34
Cos(ϕ)	1,00
Queda de tensão [kV]	0,35
Queda de tensão [%]	0,09%
Tensão na receção [kV]	400,00
Perdas (efeito de joule) [MW]	2,41
Temperatura do condutor [°C]	81,84
Rendimento [%]	99,83%

Resultados Quilométricos									
				Impedância		Admitância		Impedância caraterística	
Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [µS/km]	Módulo [Ω/km]	Fase [°]	Módulo [S/km]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,026	0,430	39,09	2,60E-06	0,431	1,51	39,09	2,58E-04	0,11	0,76

Resultados Integrais									
Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [µS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,101	1,695	153,937	0,000	1,698	1,51	153,937	2,58E-04	0,414	0,76

Tensão Máxima na Emissão com Tg(ϕ) = 0.00

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	420,00
Potência na emissão [MVA]	1385,00
Intensidade na emissão [A]	1903,88
Cos(ϕ)	1,00
Queda de tensão [kV]	0,33
Queda de tensão [%]	0,08%
Tensão na receção [kV]	419,67
Perdas (efeito de joule) [MW]	2,19
Temperatura do condutor [°C]	78,57
Rendimento [%]	99,84%

Resultados Quilométricos									
				Impedância		Admitância		Impedância caraterística	
Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [µS/km]	Módulo [Ω/km]	Fase [°]	Módulo [S/km]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,026	0,430	39,09	2,60E-06	0,431	1,51	39,09	2,58E-04	0,11	0,76

Resultados Integrais									
Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [µS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,101	1,695	153,948	0,000	1,698	1,51	153,948	2,58E-04	0,414	0,76

Tensão Miníma na Receção com Tg(ϕ) = 0.30

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	402,10
Potência na emissão [MVA]	1385,00
Intensidade na emissão [A]	2076,21
Cos(ϕ)	0,96
Queda de tensão [kV]	2,10
Queda de tensão [%]	0,52%
Tensão na receção [kV]	400,00
Perdas (efeito de joule) [MW]	2,61
Temperatura do condutor [°C]	84,72
Rendimento [%]	99,81%

Resultados Quilométricos									
				Impedância		Admitância		Impedância caraterística	
Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [µS/km]	Módulo [Ω/km]	Fase [°]	Módulo [S/km]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,026	0,430	39,09	2,60E-06	0,431	1,51	39,09	2,58E-04	0,11	0,76

Resultados Integrais									
Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [µS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,101	1,695	153,927	0,000	1,698	1,51	153,927	2,58E-04	0,414	0,76

Tensão Máxima na Emissão com Tg(ϕ) = 0.30

Linha em carga:	
Tensão na emissão [kV]	420,00
Potência na emissão [MVA]	1385,00
Intensidade na emissão [A]	1987,71
Cos(ϕ)	0,96
Queda de tensão [kV]	2,02
Queda de tensão [%]	0,51%
Tensão na receção [kV]	417,98
Perdas (efeito de joule) [MW]	2,39
Temperatura do condutor [°C]	81,50
Rendimento [%]	99,83%

Resultados Quilométricos									
				Impedância		Admitância		Impedância caraterística	
Resistência elétrica [Ω/km]	Reatância indutiva série [Ω/km]	Condutância Shunt [S/km]	Suscetância [µS/km]	Módulo [Ω/km]	Fase [°]	Módulo [S/km]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,026	0,430	39,09	2,60E-06	0,431	1,51	39,09	2,58E-04	0,11	0,76

Resultados Integrais									
Resistência elétrica linear [Ω]	Reatância indutiva série [Ω]	Condutância Shunt [S]	Suscetância [µS]	Módulo [Ω]	Fase [°]	Módulo [S]	Fase [°]	Módulo [Ω]	Fase [°]
0,101	1,695	153,938	0,000	1,698	1,51	153,938	2,58E-04	0,414	0,76

FIGURA F.3: Análise de trânsito de potências para diferentes cenários de carga.

F.4 Campo Elétrico e Magnético

F.4.1 Apoio QT: Esteira horizontal

Nº de Ternos:	1
Nº Condutores p/ feixe:	2
Distância mínima ao solo [m]:	14,24
Apoio mais próximo:	QRS3

1º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Máxima [kV]	230,94
	Tensão Composta Máxima [kV]	400,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

Apoio em Linha Simples

X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]				Emax. [kV/cm]
Legenda	Fase	X	Y	
A1	8	-11,10	14,24	14,52
A2	8	-10,70	14,24	14,74
A3	-	-	-	-
A4	-	-	-	-
B1	4	-0,20	14,24	15,21
B2	4	0,20	14,24	15,21
B3	-	-	-	-
B4	-	-	-	-
C1	0	10,70	14,24	14,74
C2	0	11,10	14,24	14,52
C3	-	-	-	-
C4	-	-	-	-
D1	-	-	-	-
D2	-	-	-	-
D3	-	-	-	-
D4	-	-	-	-
E1	-	-	-	-
E2	-	-	-	-
E3	-	-	-	-
E4	-	-	-	-
F1	-	-	-	-
F2	-	-	-	-
F3	-	-	-	-
F4	-	-	-	-
CG1	-1	8,57	19,24	7,44
CG2	-1	-8,57	19,24	7,44

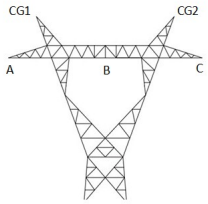
Posição X [m]	E [kV/m] h = 0 [m]	Eh [kV/m] h = 1,80 [m]
-40	0,60	0,59
-38	0,69	0,68
-36	0,80	0,79
-34	0,93	0,92
-32	1,08	1,07
-30	1,27	1,25
-28	1,49	1,48
-26	1,76	1,74
-24	2,06	2,05
-22	2,41	2,40
-20	2,78	2,78
-18	3,15	3,17
-16	3,45	3,50
-14	3,63	3,71
-12	3,61	3,71
-10	3,38	3,48
-8	2,99	3,07
-6	2,59	2,64
-4	2,32	2,39
-2	2,24	2,35
0	**2,23**	**2,36**
2	2,24	2,35
4	2,32	2,39
6	2,59	2,64
8	2,99	3,07
10	3,38	3,48
12	3,61	3,71
14	3,63	3,71
16	3,45	3,50
18	3,15	3,17
20	2,78	2,78
22	2,41	2,40
24	2,06	2,05
26	1,76	1,74
28	1,49	1,48
30	1,27	1,25
32	1,08	1,07
34	0,93	0,92
36	0,80	0,79
38	0,69	0,68
40	0,60	0,59

FIGURA F.4: Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal (Esteira Horizontal).

N.º de Ternos:	1
N.º Condutores p/ feixe:	2
Distância mínima ao solo [m]:	14,24
Apoio mais próximo:	QRS3

1º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Nominal [kV]	242,49
	Tensão Composta Nominal [kV]	420,00
	Corrente Máxima [A](1)	1038,10

Apoio em Linha Simples



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]				Emax. [kV/cm]
Legenda	Fase	X	Y	
A1	8	-11,10	14,24	15,24
A2	8	-10,70	14,24	15,48
A3	-	-	-	-
A4	-	-	-	-
B1	4	-0,20	14,24	15,97
B2	4	0,20	14,24	15,97
B3	-	-	-	-
B4	-	-	-	-
C1	0	10,70	14,24	15,48
C2	0	11,10	14,24	15,24
C3	-	-	-	-
C4	-	-	-	-
D1	-	-	-	-
D2	-	-	-	-
D3	-	-	-	-
D4	-	-	-	-
E1	-	-	-	-
E2	-	-	-	-
E3	-	-	-	-
E4	-	-	-	-
F1	-	-	-	-
F2	-	-	-	-
F3	-	-	-	-
F4	-	-	-	-
CG1	-1	8,57	19,24	7,81
CG2	-1	-8,57	19,24	7,81

Posição X [m]	E [kV/m] h = 0 [m]	Eh [kV/m] h = 1,80 [m]
-40	0,63	0,62
-38	0,72	0,72
-36	0,84	0,83
-34	0,97	0,96
-32	1,14	1,12
-30	1,33	1,32
-28	1,57	1,55
-26	1,84	1,83
-24	2,17	2,15
-22	2,53	2,52
-20	2,92	2,92
-18	3,30	3,33
-16	3,62	3,68
-14	3,81	3,90
-12	3,79	3,90
-10	3,55	3,65
-8	3,14	3,22
-6	2,72	2,78
-4	2,44	2,51
-2	2,35	2,47
0	**2,34**	**2,48**
2	2,35	2,47
4	2,44	2,51
6	2,72	2,78
8	3,14	3,22
10	3,55	3,65
12	3,79	3,90
14	3,81	3,90
16	3,62	3,68
18	3,30	3,33
20	2,92	2,92
22	2,53	2,52
24	2,17	2,15
26	1,84	1,83
28	1,57	1,55
30	1,33	1,32
32	1,14	1,12
34	0,97	0,96
36	0,84	0,83
38	0,72	0,72
40	0,63	0,62

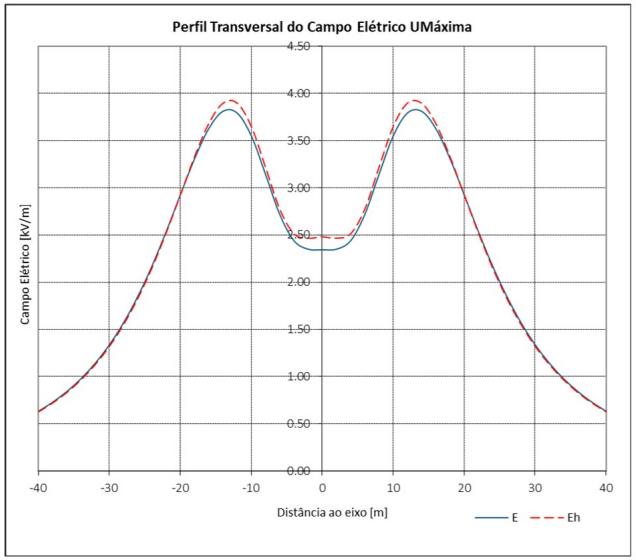
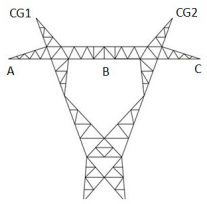


FIGURA F.5: Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão máxima de serviço (Esteira Horizontal).

N.º de Ternos:	1
N.º Condutores p/ feixe:	2
Distância minima ao solo [m]:	14,24
Apoio mais próximo:	QRS3

1º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Máxima [kV]	230,94
	Tensão Composta Máxima [kV]	400,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

Apoio em Linha Simples



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]			
Legenda	**Fase**	**X**	**Y**
A1	8	-11,10	14,24
A2	8	-10,70	14,24
A3	-	-	-
A4	-	-	-
B1	4	-0,20	14,24
B2	4	0,20	14,24
B3	-	-	-
B4	-	-	-
C1	0	10,70	14,24
C2	0	11,10	14,24
C3	-	-	-
C4	-	-	-
D1	-	-	-
D2	-	-	-
D3	-	-	-
D4	-	-	-
E1	-	-	-
E2	-	-	-
E3	-	-	-
E4	-	-	-
F1	-	-	-
F2	-	-	-
F3	-	-	-
F4	-	-	-
CG1	-1	8,57	19,24
CG2	-	-8,57	19,24

Posição X [m]	**h = 1,80 [m]**		
	B_{max} [µT]	**B_x [µT]**	**B_y [µT]**
-40	4,776	2,895	3,804
-38	5,269	3,346	4,078
-36	5,838	3,890	4,364
-34	6,499	4,550	4,655
-32	7,270	5,355	4,939
-30	8,174	6,340	5,193
-28	9,238	7,547	5,379
-26	10,490	9,020	5,440
-24	11,963	10,800	5,290
-22	13,684	12,907	4,820
-20	15,665	15,302	3,955
-18	17,886	17,838	3,063
-16	20,274	20,195	4,056
-14	22,679	21,868	7,661
-12	24,889	22,300	12,627
-10	26,684	21,198	17,939
-8	27,92	18,87	22,630
-6	28,577	16,330	25,991
-4	28,769	14,752	27,835
-2	28,711	14,415	28,522
0	**28,652**	**14,486**	**28,652**
2	28,711	14,415	28,522
4	28,769	14,752	27,835
6	28,577	16,330	25,991
8	27,920	18,873	22,630
10	26,684	21,198	17,939
12	24,889	22,300	12,627
14	22,679	21,868	7,661
16	20,274	20,195	4,056
18	17,886	17,838	3,063
20	15,665	15,302	3,955
22	13,684	12,907	4,820
24	11,963	10,800	5,290
26	10,490	9,020	5,440
28	9,238	7,547	5,379
30	8,174	6,340	5,193
32	7,270	5,355	4,939
34	6,499	4,550	4,655
36	5,838	3,890	4,364
38	5,269	3,346	4,078
40	4,776	2,895	3,804

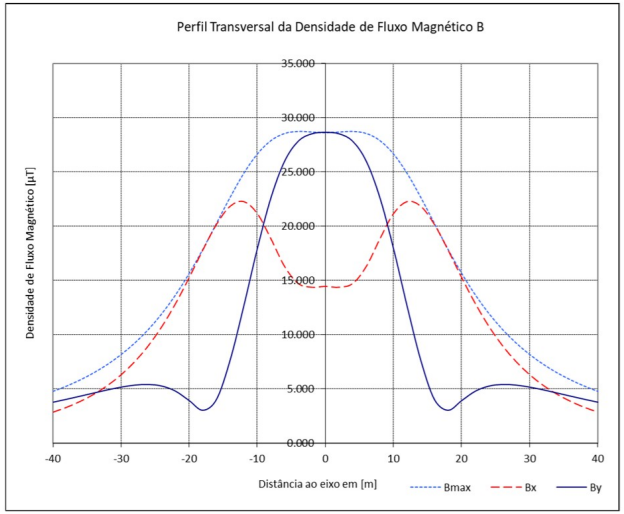


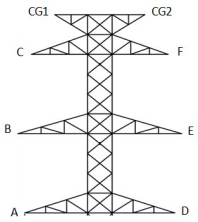
FIGURA F.6: Resultados do cálculo do campo magnético (Esteira Horizontal).

F.4.2 Apoio DLT: Esteira Vertical Simples

N.º de Ternos:	1
N.º Condutores p/ feixe:	2
Distância minima ao solo [m]:	14,13
Apoio mais próximo:	DLT

1º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Nominal [kV]	230,94
	Tensão Composta Nominal [kV]	400,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

Apoio em Linha Dupla



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]				Emax. [kV/cm]
Legenda	Fase	X	Y	
A1	-	-	-	-
A2	-	-	-	-
A3	-	-	-	-
A4	-	-	-	-
B1	-	-	-	-
B2	-	-	-	-
B3	-	-	-	-
B4	-	-	-	-
C1	-	-	-	-
C2	-	-	-	-
C3	-	-	-	-
C4	-	-	-	-
D1	8	8,30	14,13	15,23
D2	8	8,70	14,13	15,22
D3	-	-	-	-
D4	-	-	-	-
E1	4	7,80	22,38	16,03
E2	4	8,20	22,38	16,05
E3	-	-	-	-
E4	-	-	-	-
F1	0	7,80	30,63	15,14
F2	0	8,20	30,63	15,11
F3	-	-	-	-
F4	-	-	-	-
CG1	-1	6,00	36,73	7,97
CG2	-1	-6,00	36,73	2,81

Posição X [m]	E [kV/m] h = 0 [m]	Eh [kV/m] h = 1,80 [m]
-40	0,10	0,10
-38	0,10	0,10
-36	0,10	0,10
-34	0,09	0,09
-32	0,09	0,09
-30	0,08	0,08
-28	0,07	0,07
-26	0,06	0,06
-24	0,06	0,06
-22	0,06	0,06
-20	0,09	0,08
-18	0,14	0,13
-16	0,21	0,20
-14	0,30	0,29
-12	0,43	0,41
-10	0,59	0,58
-8	0,80	0,78
-6	1,07	1,05
-4	1,40	1,38
-2	1,80	1,78
0	**2,26**	**2,24**
2	2,73	2,75
4	3,18	3,23
6	3,53	3,60
8	3,70	3,79
10	3,64	3,73
12	3,39	3,45
14	2,98	3,01
16	2,51	2,51
18	2,03	2,02
20	1,60	1,57
22	1,23	1,20
24	0,92	0,89
26	0,67	0,65
28	0,48	0,46
30	0,32	0,31
32	0,21	0,20
34	0,12	0,11
36	0,05	0,05
38	0,01	0,04
40	0,04	0,04

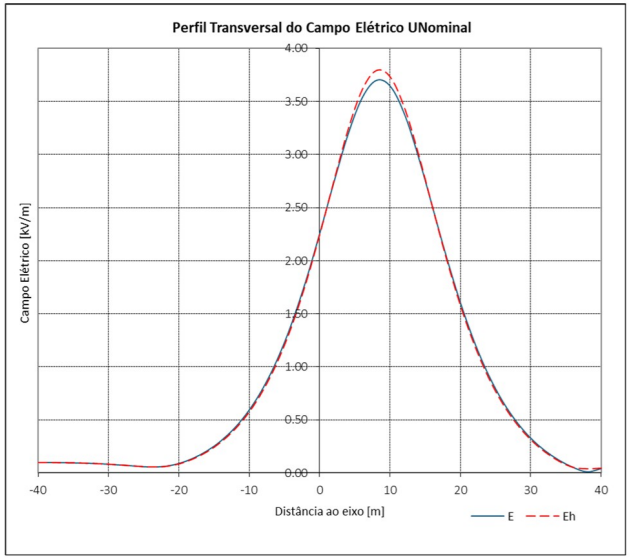
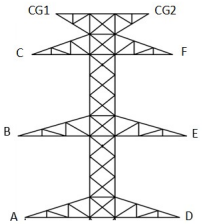


FIGURA F.7: Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal (Esteira Vertical Simples).

N.º de Ternos:	1
N.º Condutores p/ feixe:	2
Distância minima ao solo [m]:	14,13
Apoio mais próximo:	DLT

1º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Nominal [kV]	242,49
	Tensão Composta Nominal [kV]	420,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

Apoio em Linha Dupla



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]				Emax. [kV/cm]
Legenda	Fase	X	Y	
A1	-	-	-	-
A2	-	-	-	-
A3	-	-	-	-
A4	-	-	-	-
B1	-	-	-	-
B2	-	-	-	-
B3	-	-	-	-
B4	-	-	-	-
C1	-	-	-	-
C2	-	-	-	-
C3	-	-	-	-
C4	-	-	-	-
D1	8	8,30	14,13	16,00
D2	8	8,70	14,13	15,98
D3	-	-	-	-
D4	-	-	-	-
E1	4	7,80	22,38	16,83
E2	4	8,20	22,38	16,85
E3	-	-	-	-
E4	-	-	-	-
F1	0	7,80	30,63	15,90
F2	0	8,20	30,63	15,87
F3	-	-	-	-
F4	-	-	-	-
CG1	-1	6,00	36,73	8,37
CG2	-1	-6,00	36,73	2,95

Posição X [m]	E [kV/m] h = 0 [m]	Eh [kV/m] h = 1,80 [m]
-40	0,10	0,10
-38	0,10	0,10
-36	0,10	0,10
-34	0,10	0,10
-32	0,09	0,09
-30	0,09	0,09
-28	0,08	0,08
-26	0,07	0,07
-24	0,06	0,06
-22	0,06	0,06
-20	0,09	0,09
-18	0,14	0,14
-16	0,22	0,21
-14	0,32	0,31
-12	0,45	0,44
-10	0,62	0,60
-8	0,85	0,82
-6	1,13	1,10
-4	1,47	1,45
-2	1,89	1,87
0	**2,37**	**2,36**
2	2,87	2,88
4	3,34	3,39
6	3,71	3,78
8	3,88	3,98
10	3,83	3,92
12	3,56	3,62
14	3,13	3,16
16	2,63	2,63
18	2,14	2,12
20	1,68	1,65
22	1,29	1,26
24	0,96	0,94
26	0,71	0,68
28	0,50	0,48
30	0,34	0,33
32	0,22	0,21
34	0,12	0,12
36	0,05	0,06
38	0,01	0,04
40	0,04	0,05

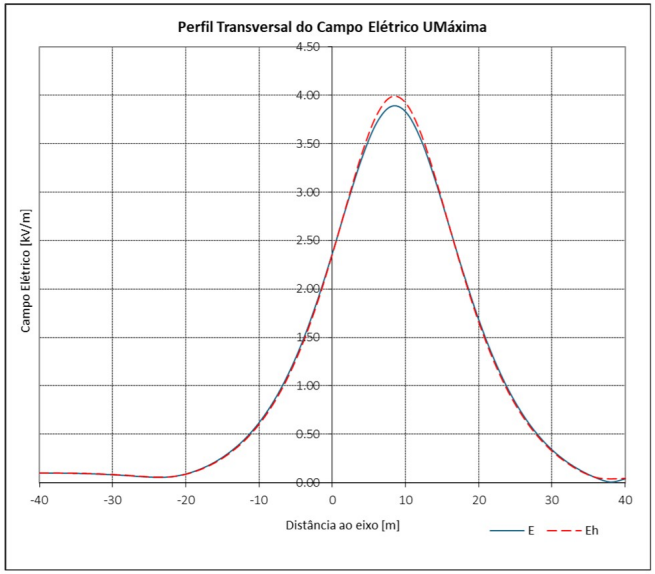
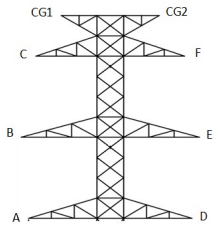


FIGURA F.8: Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão máxima de serviço (Esteira Vertical Simples).

N.º de Ternos:	1
N.º Condutores p/ feixe:	2
Distância minima ao solo [m]:	14,13
Apoio mais próximo:	DLT

1º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Nominal [kV]	230,94
	Tensão Composta Nominal [kV]	400,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

Apoio em Linha Dupla



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]			
Legenda	**Fase**	**X**	**Y**
A1	-	-	-
A2	-	-	-
A3	-	-	-
A4	-	-	-
B1	-	-	-
B2	-	-	-
B3	-	-	-
B4	-	-	-
C1	-	-	-
C2	-	-	-
C3	-	-	-
C4	-	-	-
D1	8	8,30	14,13
D2	8	8,70	14,13
D3	-	-	-
D4	-	-	-
E1	4	7,80	22,38
E2	4	8,20	22,38
E3	-	-	-
E4	-	-	-
F1	0	7,80	30,63
F2	0	8,20	30,63
F3	-	-	-
F4	-	-	-
CG1	-1	6,00	36,73
CG2	-1	-6,00	36,73

Posição X [m]	**h = 1,80 [m]**		
	B_{max} [μT]	**B_x [μT]**	**B_Y [μT]**
-40	2,120	1,549	1,463
-38	2,275	1,618	1,616
-36	2,446	1,687	1,790
-34	2,636	1,755	1,988
-32	2,847	1,821	2,212
-30	3,083	1,882	2,467
-28	3,346	1,935	2,758
-26	3,641	1,976	3,091
-24	3,974	1,998	3,470
-22	4,348	1,995	3,903
-20	4,772	1,956	4,396
-18	5,252	1,870	4,956
-16	5,796	1,723	5,589
-14	6,416	1,506	6,296
-12	7,121	1,239	7,078
-10	7,922	1,071	7,921
-8	8,829	1,383	8,797
-6	9,850	2,328	9,652
-4	10,985	3,804	10,389
-2	12,218	5,775	10,851
0	**13,510**	**8,210**	**10,810**
2	14,783	10,968	9,987
4	15,915	13,723	8,125
6	16,745	15,951	5,152
8	17,122	17,073	1,362
10	16,965	16,750	2,694
12	16,305	15,093	6,176
14	15,271	12,590	8,662
16	14,030	9,815	10,051
18	12,723	7,200	10,522
20	11,449	4,969	10,351
22	10,264	3,188	9,793
24	9,190	1,850	9,039
26	8,234	0,966	8,212
28	7,389	0,711	7,387
30	6,646	0,963	6,606
32	5,995	1,259	5,887
34	5,422	1,483	5,239
36	4,919	1,633	4,661
38	4,476	1,724	4,150
40	4,085	1,769	3,699

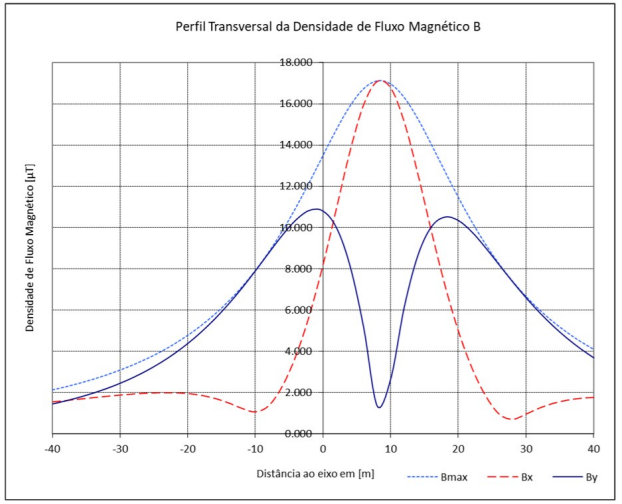


FIGURA F.9: Resultados do cálculo do campo magnético (Esteira Vertical Simples).

F.4.3 Apoio DLT: Esteira Vertical Dupla

Nº de Ternos:	2
Nº Condutores p/ feixe:	2
Distância mínima ao solo [m]:	14,13
Apoio mais próximo:	DLT

1º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Máxima [kV]	230,94
	Tensão Composta Máxima [kV]	400,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10
2º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Máxima [kV]	230,94
	Tensão Composta Máxima [kV]	400,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

Apoio em Linha Dupla

X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]					Emax. [kV/cm]
Legenda	Fase	X	Y		
A1	8	-8,70	14,13		15,49
A2	8	-8,30	14,13		15,56
A3	-	-	-		-
A4	-	-	-		-
B1	4	-8,20	22,38		15,88
B2	4	-7,80	22,38		15,82
B3	-	-	-		-
B4	-	-	-		-
C1	0	-8,20	30,63		15,60
C2	0	-7,80	30,63		15,70
C3	-	-	-		-
C4	-	-	-		-
D1	0	8,30	14,13		15,56
D2	0	8,70	14,13		15,49
D3	-	-	-		-
D4	-	-	-		-
E1	4	7,80	22,38		15,82
E2	4	8,20	22,38		15,88
E3	-	-	-		-
E4	-	-	-		-
F1	8	7,80	30,63		15,70
F2	8	8,20	30,63		15,60
F3	-	-	-		-
F4	-	-	-		-
CG1	-1	6,00	36,73		5,81
CG2	-1	-6,00	36,73		5,81

Posição X [m]	E [kV/m] h = 0 [m]	Eh [kV/m] h = 1,80 [m]
-40	0,04	0,04
-38	0,08	0,07
-36	0,13	0,12
-34	0,19	0,18
-32	0,28	0,27
-30	0,38	0,37
-28	0,52	0,51
-26	0,70	0,68
-24	0,93	0,91
-22	1,21	1,19
-20	1,55	1,53
-18	1,93	1,92
-16	2,35	2,36
-14	2,74	2,78
-12	3,04	3,11
-10	3,16	3,26
-8	3,03	3,14
-6	2,65	2,74
-4	2,07	2,12
-2	1,43	1,44
0	**1,10**	**1,08**
2	1,43	1,44
4	2,07	2,12
6	2,65	2,74
8	3,03	3,14
10	3,16	3,26
12	3,04	3,11
14	2,74	2,78
16	2,35	2,36
18	1,93	1,92
20	1,55	1,53
22	1,21	1,19
24	0,93	0,91
26	0,70	0,68
28	0,52	0,51
30	0,38	0,37
32	0,28	0,27
34	0,19	0,18
36	0,13	0,12
38	0,08	0,07
40	0,04	0,04

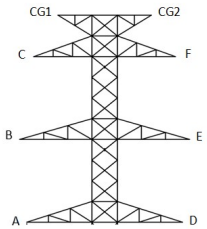
FIGURA F.10: Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão nominal (Esteira Vertical Dupla).

N.º de Ternos:	2
N.º Condutores p/ feixe:	2
Distância minima ao solo [m]:	14,13
Apoio mais próximo:	DLT

1º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Máxima [kV]	242,49
	Tensão Composta Máxima [kV]	420,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

2º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Máxima [kV]	242,49
	Tensão Composta Máxima [kV]	420,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

Apoio em Linha Dupla



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]				Emax. [kV/cm]
Legenda	Fase	X	Y	
A1	8	-8,70	14,13	16,26
A2	8	-8,30	14,13	16,34
A3	-	-	-	-
A4	-	-	-	-
B1	4	-8,20	22,38	16,68
B2	4	-7,80	22,38	16,61
B3	-	-	-	-
B4	-	-	-	-
C1	0	-8,20	30,63	16,38
C2	0	-7,80	30,63	16,48
C3	-	-	-	-
C4	-	-	-	-
D1	0	8,30	14,13	16,34
D2	0	8,70	14,13	16,26
D3	-	-	-	-
D4	-	-	-	-
E1	4	7,80	22,38	16,61
E2	4	8,20	22,38	16,68
E3	-	-	-	-
E4	-	-	-	-
F1	8	7,80	30,63	16,48
F2	8	8,20	30,63	16,38
F3	-	-	-	-
F4	-	-	-	-
CG1	-1	6,00	36,73	6,10
CG2	-1	-6,00	36,73	6,10

Posição X [m]	E [kV/m] h = 0 [m]	Eh [kV/m] h = 1,80 [m]
-40	0,04	0,04
-38	0,08	0,08
-36	0,13	0,13
-34	0,20	0,19
-32	0,29	0,28
-30	0,40	0,39
-28	0,55	0,53
-26	0,74	0,72
-24	0,98	0,95
-22	1,27	1,25
-20	1,63	1,60
-18	2,03	2,02
-16	2,47	2,47
-14	2,88	2,92
-12	3,19	3,27
-10	3,31	3,42
-8	3,18	3,30
-6	2,78	2,88
-4	2,17	2,23
-2	1,50	1,51
0	**1,15**	**1,13**
2	1,50	1,51
4	2,17	2,23
6	2,78	2,88
8	3,18	3,30
10	3,31	3,42
12	3,19	3,27
14	2,88	2,92
16	2,47	2,47
18	2,03	2,02
20	1,63	1,60
22	1,27	1,25
24	0,98	0,95
26	0,74	0,72
28	0,55	0,53
30	0,40	0,39
32	0,29	0,28
34	0,20	0,19
36	0,13	0,13
38	0,08	0,08
40	0,04	0,04

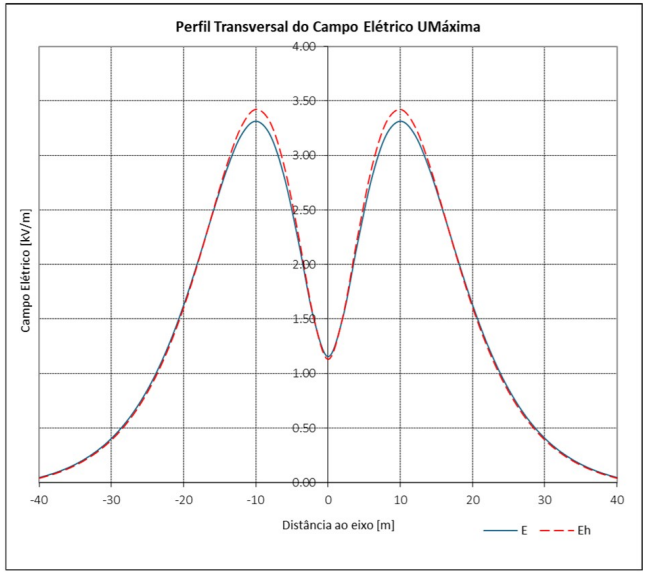


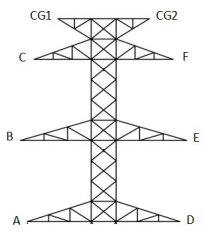
FIGURA F.11: Resultados do cálculo do campo elétrico à tensão máxima de serviço (Esteira Vertical Dupla).

N.º de Ternos:		2
N.º Condutores p/ feixe:		2
Distância minima ao solo [m]:		14,13
Apoio mais próximo:		DLT

1º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Máxima [kV]	230,94
	Tensão Composta Máxima [kV]	400,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

2º Terno	Condutor:	ACSR 595 (Zambeze)
	Diâmetro do Cond. [m]	0,0318
	Cabo de Guarda:	AS/AA-39/94 40FO 25 kA
	Diâmetro do CG [m]	0,0158
	Tensão Simples Máxima [kV]	230,94
	Tensão Composta Máxima [kV]	400,00
	Corrente Máxima [A]	1038,10

Apoio em Linha Dupla



X1 X2
X3 X4

*Disposição dos Feixes, sendo que:
X = A; B; C; D; E; F

GEOMETRIA DOS CABOS [m]			
Legenda	**Fase**	**X**	**Y**
A1	8	-8,70	14,13
A2	8	-8,30	14,13
A3	-	-	-
A4	-	-	-
B1	4	-8,20	22,38
B2	4	-7,80	22,38
B3	-	-	-
B4	-	-	-
C1	0	-8,20	30,63
C2	0	-7,80	30,63
C3	-	-	-
C4	-	-	-
D1	0	8,30	14,13
D2	0	8,70	14,13
D3	-	-	-
D4	-	-	-
E1	4	7,80	22,38
E2	4	8,20	22,38
E3	-	-	-
E4	-	-	-
F1	8	7,80	30,63
F2	8	8,20	30,63
F3	-	-	-
F4	-	-	-
CG1	-1	6,00	36,73
CG2	-1	-6,00	36,73

Posição X [m]	h = 1,80 [m]		
	B_{max} [µT]	B_x [µT]	B_y [µT]
-40	2,246	0,666	2,238
-38	2,535	0,725	2,534
-36	2,872	0,821	2,871
-34	3,268	0,979	3,252
-32	3,732	1,227	3,678
-30	4,281	1,597	4,147
-28	4,929	2,126	4,648
-26	5,697	2,859	5,160
-24	6,606	3,848	5,641
-22	7,680	5,151	6,015
-20	8,939	6,817	6,163
-18	10,392	8,858	5,907
-16	12,027	11,195	5,036
-14	13,794	13,585	3,474
-12	15,590	15,572	2,586
-10	17,268	16,545	5,457
-8	18,67	15,97	9,895
-6	19,711	13,669	14,306
-4	20,371	9,921	17,850
-2	20,718	5,269	20,074
0	**20,823**	**1,147**	**20,823**
2	20,718	5,269	20,074
4	20,371	9,921	17,850
6	19,711	13,669	14,306
8	18,674	15,968	9,895
10	17,268	16,545	5,457
12	15,590	15,572	2,586
14	13,794	13,585	3,474
16	12,027	11,195	5,036
18	10,392	8,858	5,907
20	8,939	6,817	6,163
22	7,680	5,151	6,015
24	6,606	3,848	5,641
26	5,697	2,859	5,160
28	4,929	2,126	4,648
30	4,281	1,597	4,147
32	3,732	1,227	3,678
34	3,268	0,979	3,252
36	2,872	0,821	2,871
38	2,535	0,725	2,534
40	2,246	0,666	2,238

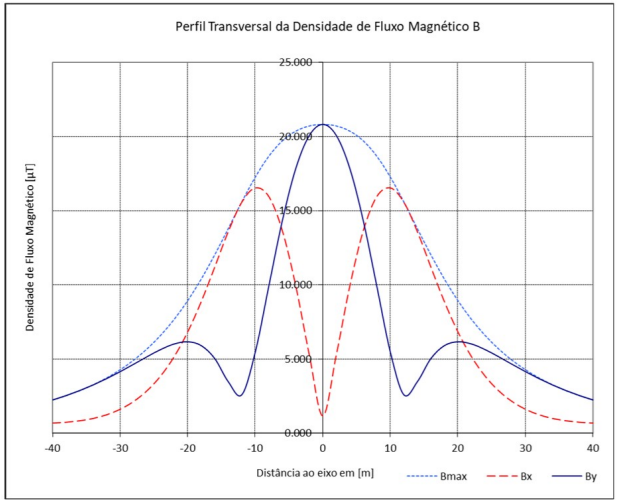


FIGURA F.12: Resultados do cálculo do campo magnético (Esteira Vertical Dupla).

F.5 Cálculo Mecânico dos Cabos

Cálculo Mecânico dos Condutores

N.º	Cabo	Cantão (m)	Estado Final 1					Estado Final 2					Estado Final 3					Estado Final 4					Estado Final 5		
			Temp. [ºC] 15	P. Vento [Pa] 1050				Temp. [ºC] -5	P. Vento [Pa] 420				Temp. [ºC] 15	P. Vento [Pa] 0				Temp. [ºC] 85	P. Vento [Pa] 0				Temp. [ºC] 15	P. Vento [Pa] 525	
			Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]
Port. CSF-P1	ACSR 595 (Zambeze)	84,17	275	736	1,24	6,30	294	571	0,96	4,90	278	492	0,83	4,20	236	419	0,70	3,60	294	578	0,97	5,00			
P1-P2	ACSR 595 (Zambeze)	226,57	754	2017	3,39	17,40	818	1589	2,67	13,80	774	1369	2,30	12,00	651	1152	1,94	10,20	817	1607	2,70	14,00			
P2-P6	ACSR 595 (Zambeze)	422,17	1156	3091	5,20	26,40	1230	2389	4,02	20,40	1187	2101	3,53	18,00	1049	1857	3,12	16,00	1229	2417	4,06	20,70			
P6-P7	ACSR 595 (Zambeze)	521,28	1161	3117	5,24	26,70	1213	2357	3,96	20,20	1186	2100	3,53	18,00	1092	1934	3,25	16,60	1213	2386	4,01	20,40			
P7-P8	ACSR 595 (Zambeze)	237,31	1213	3242	5,45	27,60	1462	2840	4,77	24,30	1313	2324	3,91	20,00	954	1688	2,84	14,60	1457	2867	4,82	24,50			
P8-P9	ACSR 595 (Zambeze)	565,50	1503	4019	6,76	34,30	1604	3177	5,34	26,60	1553	2749	4,62	23,50	1378	2440	4,10	20,90	1603	2153	3,62	26,90			
P9-P10	ACSR 595 (Zambeze)	357,00	968	2587	4,35	22,10	1022	1986	3,34	17,00	1749	988	1,66	15,00	879	1556	2,62	13,40	1022	2010	3,38	17,20			
P10-P11	ACSR 595 (Zambeze)	220,24	651	1739	2,92	14,70	694	1348	2,27	11,40	1173	662	1,11	9,90	572	1012	1,70	8,60	693	1364	2,29	11,50			
P10-Port. SE	ACSR 595 (Zambeze)	100,06	259	693	1,16	6,00	269	523	0,88	4,60	461	261	0,44	4,10	235	416	0,70	3,70	269	530	0,89	4,60			
Port. CSF-P1	ACSR 153 (Dorking)	84,17	320	396	2,59	5,20	346	284	1,86	3,70	327	234	1,53	3,10	348	249	1,63	3,30	346	289	1,89	3,80			
P1-P2	ACSR 153 (Dorking)	226,57	865	1070	7,00	14,20	785	954	6,24	10,50	910	653	4,27	8,80	966	693	4,54	9,30	953	792	5,18	10,70			
P2-P6	ACSR 153 (Dorking)	422,17	1326	1640	10,73	21,60	1435	1181	7,73	15,60	1397	1001	6,55	13,30	1454	1042	6,82	13,80	1483	1199	7,85	15,90			
P6-P7	ACSR 153 (Dorking)	521,28	1347	1666	10,90	22,10	1436	1180	7,72	15,60	1396	1000	6,54	13,30	1432	1027	6,72	13,60	1419	1188	7,77	15,70			
P10-Port. SE	ACSR 153 (Dorking)	100,06	302	374	2,44	5,00	317	261	1,70	3,50	304	218	1,43	3,00	318	228	1,49	3,10	313	262	1,72	3,60			

Cálculo Mecânico dos Cabos de Guarda

N.º	Cabo	Cantão (m)	Estado Final 1					Estado Final 2					Estado Final 3					Estado Final 4					Estado Final 5		
			Temp. [ºC] 15	P. Vento [Pa] 1050				Temp. [ºC] -5	P. Vento [Pa] 420				Temp. [ºC] 15	P. Vento [Pa] 0				Temp. [ºC] -5	P. Vento [Pa] 0				Temp. [ºC] 15	P. Vento [Pa] 525	
			Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]	Param. [m]	Tração Hor. [daN]	Tração Hor. [daN/mm²]	Tmáx / Trot [%]
Port. CSF-P1	AS/AA-39/94.40FO	84,17	318	390	2,94	5,60	344	243	1,84	3,50	327	181	1,37	2,60	347	192	1,45	2,70	344	250	1,88	3,60			
P1-P2	AS/AA-39/94.40FO	226,57	839	1030	7,77	14,80	950	671	5,07	9,80	910	505	3,81	7,40	974	540	4,07	7,90	947	688	5,19	10,00			
P2-P6	AS/AA-39/94.40FO	422,17	1282	1573	11,87	22,60	1427	1008	7,61	14,50	1937	774	5,84	11,10	1462	811	6,12	11,70	1422	1033	7,80	14,80			
P6-P7	AS/AA-39/94.40FO	521,28	1317	1616	12,19	23,30	1415	1000	7,54	14,40	1396	774	5,84	11,10	1437	797	6,01	11,50	1412	1026	7,74	14,80			
P7-P8	AS/AA-39/94.40FO	237,31	1244	1527	11,52	21,80	1626	1149	8,67	16,50	1544	856	6,46	12,40	1765	979	7,38	14,10	1612	1171	8,84	16,80			
P8-P9	AS/AA-39/94.40FO	565,50	1650	2024	15,28	29,00	1852	1309	9,88	18,70	1828	1013	7,65	14,50	1908	1057	7,98	15,10	1845	1340	10,11	19,20			
P9-P10	AS/AA-39/94.40FO	357,00	1085	1331	10,05	19,10	1191	841	6,35	12,00	1162	644	4,86	9,20	1214	673	5,08	9,60	1188	863	6,51	12,30			
P10-P11	AS/AA-39/94.40FO	220,24	733	900	6,79	12,80	810	573	4,32	8,10	779	432	3,26	6,10	825	457	3,45	6,50	809	587	4,43	8,40			
P10-Port. SE	AS/AA-39/94.40FO	100,06	301	369	2,78	5,40	319	225	1,70	3,30	307	170	1,28	2,50	320	177	1,34	2,60	318	231	1,74	3,40			
Port. CSF-P1	ACSR 153 (Dorking)	84,17	320	396	2,59	5,20	346	284	1,86	3,70	327	234	1,53	3,10	348	249	1,63	3,30	346	289	1,89	3,80			
P1-P2	ACSR 153 (Dorking)	226,57	865	1070	7,00	14,20	785	954	6,24	10,50	910	653	4,27	8,80	966	693	4,54	9,30	953	792	5,18	10,70			
P2-P6	ACSR 153 (Dorking)	422,17	1326	1640	10,73	21,60	1435	1181	7,73	15,60	1397	1001	6,55	13,30	1454	1042	6,82	13,80	1483	1199	7,85	15,90			
P6-P7	ACSR 153 (Dorking)	521,28	1347	1666	10,90	22,10	1436	1180	7,72	15,60	1396	1000	6,54	13,30	1432	1027	6,72	13,60	1419	1188	7,77	15,70			
P10-Port. SE	ACSR 153 (Dorking)	100,06	302	374	2,44	5,00	317	261	1,70	3,50	304	218	1,43	3,00	318	228	1,49	3,10	313	262	1,72	3,60			

FIGURA F.13: Resultados do cálculo mecânico para os condutores de fase e cabos de guarda.

F.6 Comportamento das Cadeias

Nº Apoio	Tipo de Apoio	Distância à Origem [m]	Ângulo da Linha [grd]	Fase	Tipo de Cabo	Hipótese Cálculo	Âng. Horizontal Anterior [grd]	Âng. Horizontal Posterior [grd]	Âng. Vertical Anterior [grd]	Âng. Vertical Posterior [grd]	Ângulo de Enrolamento dos Cabos [grd]	Ângulo de Oscilação das Cadeias [grd]
Port. CSF	PAL4	0,00	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	5,00	-	4,80	-	-
Port. CSF	PAL4	0,00	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-6,70	-	3,80	-	-
Port. CSF	PAL4	0,00	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-21,60	-	3,80	-	-
1	QT1	84,17	-52,82	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-31,40	-	16,80	-	-	-
1	QT1	84,17	-52,82	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-19,70	-	16,50	-	-	-
1	QT1	84,17	-52,82	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-4,80	-	16,50	-	-	-
1	QT1	84,17	-52,82	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-26,20	-	0,40	-	-
1	QT1	84,17	-52,82	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-27,30	-	0,20	-	-
1	QT1	84,17	-52,82	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-26,60	-	0,10	-	-
2	QT5	310,74	31,29	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	15,50	-	20,80	-	-	-
2	QT5	310,74	31,29	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	16,50	-	20,80	-	-	-
2	QT5	310,74	31,29	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	15,80	-	20,80	-	-	-
2	QT5	310,74	31,29	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	15,50	-	7,60	-	-
2	QT5	310,74	31,29	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	15,90	-	7,70	-	-
2	QT5	310,74	31,29	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	15,80	-	7,90	-	-
3	QRS3	699,97	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-0,10	-	15,50	10,60	26,10	-
3	QRS3	699,97	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-0,30	-	15,50	10,60	26,10	-
3	QRS3	699,97	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	0,10	-	15,40	10,60	26,00	-
3	QRS3	699,97	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	23,10
3	QRS3	699,97	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	20,20
3	QRS3	699,97	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	23,60
4	QRS3	1123,71	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	14,90	13,50	28,40	-
4	QRS3	1123,71	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	14,90	13,50	28,40	-
4	QRS3	1123,71	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	14,90	13,50	28,40	-
4	QRS3	1123,71	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	23,60
4	QRS3	1123,71	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	21,10
4	QRS3	1123,71	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	23,60
5	QRS3	1594,15	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-0,20	14,80	5,30	20,10	-
5	QRS3	1594,15	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	14,80	5,50	20,30	-
5	QRS3	1594,15	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	0,20	14,80	5,50	20,30	-
5	QRS3	1594,15	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	30,20
5	QRS3	1594,15	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	25,40
5	QRS3	1594,15	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	31,00
6	QT1	1936,85	-25,05	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-12,70	-	15,10	-	-	-
6	QT1	1936,85	-25,05	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-12,50	-	15,00	-	-	-
6	QT1	1936,85	-25,05	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-12,40	-	15,00	-	-	-
6	QT1	1936,85	-25,05	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-13,00	-	13,50	-	-
6	QT1	1936,85	-25,05	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-11,60	-	14,40	-	-
6	QT1	1936,85	-25,05	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-10,00	-	15,40	-	-
7	DLT1	2458,13	-35,31	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-17,20	-	16,40	-	-	-
7	DLT1	2458,13	-35,31	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-18,60	-	15,30	-	-	-
7	DLT1	2458,13	-35,31	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-20,10	-	14,30	-	-	-
7	DLT1	2458,13	-35,31	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-17,70	-	-0,90	-	-
7	DLT1	2458,13	-35,31	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-17,70	-	-0,90	-	-
7	DLT1	2458,13	-35,31	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-17,70	-	-0,90	-	-
8	ELT10	2707,03	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	17,00	-	-	-
8	ELT10	2707,03	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	17,00	-	-	-
8	ELT10	2707,03	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	17,00	-	-	-
8	ELT10	2707,03	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-0,10	-	14,50	-	-
8	ELT10	2707,03	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-0,10	-	14,50	-	-
8	ELT10	2707,03	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-0,10	-	14,50	-	-
9	ELT10	3260,93	40,19	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	20,20	-	10,50	-	-	-
9	ELT10	3260,93	40,19	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	20,20	-	10,50	-	-	-
9	ELT10	3260,93	40,19	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	20,20	-	10,50	-	-	-
9	ELT10	3260,93	40,19	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	20,20	-	14,90	-	-
9	ELT10	3260,93	40,19	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	20,20	-	14,90	-	-
9	ELT10	3260,93	40,19	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	20,20	-	14,90	-	-
10	DLT5	3623,93	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-0,10	-	10,40	-	-	-
10	DLT5	3623,93	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-0,10	-	10,40	-	-	-
10	DLT5	3623,93	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-0,10	-	10,40	-	-	-
10	DLT5	3623,93	-	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	-	11,70	-	-
10	DLT5	3623,93	-	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	-	11,70	-	-
10	DLT5	3623,93	-	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	-	-	11,70	-	-
11	DLT1	3838,18	10,72	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	5,40	-	10,90	-	-	-
11	DLT1	3838,18	10,72	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	5,40	-	10,90	-	-	-
11	DLT1	3838,18	10,72	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	5,40	-	10,90	-	-	-
11	DLT1	3838,18	10,72	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	2,20	-	25,90	-	-
11	DLT1	3838,18	10,72	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	5,80	-	21,30	-	-
11	DLT1	3838,18	10,72	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-	8,90	-	16,80	-	-
Port. SE Tavira	PAL4	3938,38	0,00	1	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-29,60	-	-1,20	-	-	-
Port. SE Tavira	PAL4	3938,38	0,00	2	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-33,10	-	4,60	-	-	-
Port. SE Tavira	PAL4	3938,38	0,00	3	ACSR 595 (Zambeze)	85º	-36,20	-	10,10	-	-	-

FIGURA F.14: Inclinação e oscilação das cadeias de isoladores dos condutores de fase.

Nº Apoio	Tipo de Apoio	Distância à Origem [m]	Ângulo da Linha [grd]	Fase	Tipo de Cabo	Hipótese Cálculo	Âng. Horizontal Anterior [grd]	Âng. Horizontal Posterior [grd]	Âng. Vertical Anterior [grd]	Âng. Vertical Posterior [grd]	Ângulo de Enrolamento dos Cabos [grd]	Ângulo de Oscilação das Cadeias [grd]
Port. CSF	PAL4	0,00	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-9,50	-	7,30	-	-
1,00	QT1	84,17	-52,82	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-16,90	-	10,90	-	-	-
1,00	QT1	84,17	-52,82	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-26,30	-	-1,80	-	-
2,00	QT5	310,74	31,29	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	15,50	-	18,70	-	-	-
2,00	QT5	310,74	31,29	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	15,70	-	4,90	-	-
3,00	QRS3	699,97	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-	13,60	7,90	21,50	-
3,00	QRS3	699,97	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	27,70
4,00	QRS3	1123,71	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-	12,30	10,60	22,90	-
4,00	QRS3	1123,71	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	28,60
5,00	QRS3	1594,15	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-	11,90	3,90	15,80	-
5,00	QRS3	1594,15	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	37,90
6,00	QT1	1936,85	-25,05	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-12,50	-	12,50	-	-	-
6,00	QT1	1936,85	-25,05	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-12,80	-	10,70	-	-
7,00	DLT1	2458,13	-35,31	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-17,40	-	13,80	-	-	-
7,00	DLT1	2458,13	-35,31	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-17,70	-	-3,20	-	-
7,00	DLT1	2458,13	-35,31	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-17,80	-	-3,40	-	-
8,00	ELT10	2707,03	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-	14,80	-	-	-
8,00	ELT10	2707,03	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	0,10	-	14,80	-	-	-
8,00	ELT10	2707,03	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-0,10	-	12,20	-	-
8,00	ELT10	2707,03	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-	-	12,10	-	-
9,00	ELT10	3260,93	40,19	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	20,20	-	8,20	-	-	-
9,00	ELT10	3260,93	40,19	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	20,10	-	8,10	-	-	-
9,00	ELT10	3260,93	40,19	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	20,20	-	12,50	-	-
9,00	ELT10	3260,93	40,19	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	20,10	-	12,50	-	-
10,00	DLT5	3623,93	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-0,10	-	8,00	-	-	-
10,00	DLT5	3623,93	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-	8,20	-	-	-
10,00	DLT5	3623,93	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-	-	9,60	-	-
10,00	DLT5	3623,93	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	-	-	9,70	-	-
11,00	DLT1	3838,18	10,72	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	5,40	-	8,60	-	-	-
11,00	DLT1	3838,18	10,72	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	5,40	-	8,70	-	-	-
11,00	DLT1	3838,18	10,72	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	1,20	-	21,10	-	-
11,00	DLT1	3838,18	10,72	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-	8,90	-	21,00	-	-
Port. SE Tavira	PAL4	3938,38	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-36,20	-	0,10	-	-	-
Port. SE Tavira	PAL4	3938,38	-	1	AS/AA-39/94 40FO 25 kA	40º	-28,50	-	-0,10	-	-	-
Port. CSF	PAL4	0,00	-	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-	-6,20	-	6,40	-	-
1,00	QT1	84,17	-52,82	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-20,20	-	10,20	-	-	-
1,00	QT1	84,17	-52,82	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-	-26,50	-	-2,20	-	-
2,00	QT5	310,74	31,29	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	15,80	-	18,60	-	-	-
2,00	QT5	310,74	31,29	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-	15,60	-	5,00	-	-
3,00	QRS3	699,97	-	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-	-	13,60	7,90	21,40	-
3,00	QRS3	699,97	-	1	ACSR 153 (Dorking)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	27,70
4,00	QRS3	1123,71	-	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-	-	12,30	10,50	22,80	-
4,00	QRS3	1123,71	-	1	ACSR 153 (Dorking)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	28,60
5,00	QRS3	1594,15	-	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-	-	11,80	3,70	15,60	-
5,00	QRS3	1594,15	-	1	ACSR 153 (Dorking)	Desvio das das Cadeias	-	-	-	-	-	37,90
6,00	QT1	1936,85	-25,05	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-12,60	-	12,40	-	-	-
6,00	QT1	1936,85	-25,05	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-	-12,20	-	10,50	-	-
7,00	DLT1	2458,13	-35,31	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-18,00	-	13,60	-	-	-
11,00	DLT1	3838,18	10,72	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-	12,30	-	21,10	-	-
11,00	DLT1	3838,18	10,72	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-	-3,70	-	17,20	-	-
Port. SE Tavira	PAL4	3938,38	-	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-39,60	-	2,00	-	-	-
Port. SE Tavira	PAL4	3938,38	-	1	ACSR 153 (Dorking)	40º	-23,60	-	-6,30	-	-	-

FIGURA F.15: Inclinação e oscilação das cadeias de isoladores dos cabos de guarda.

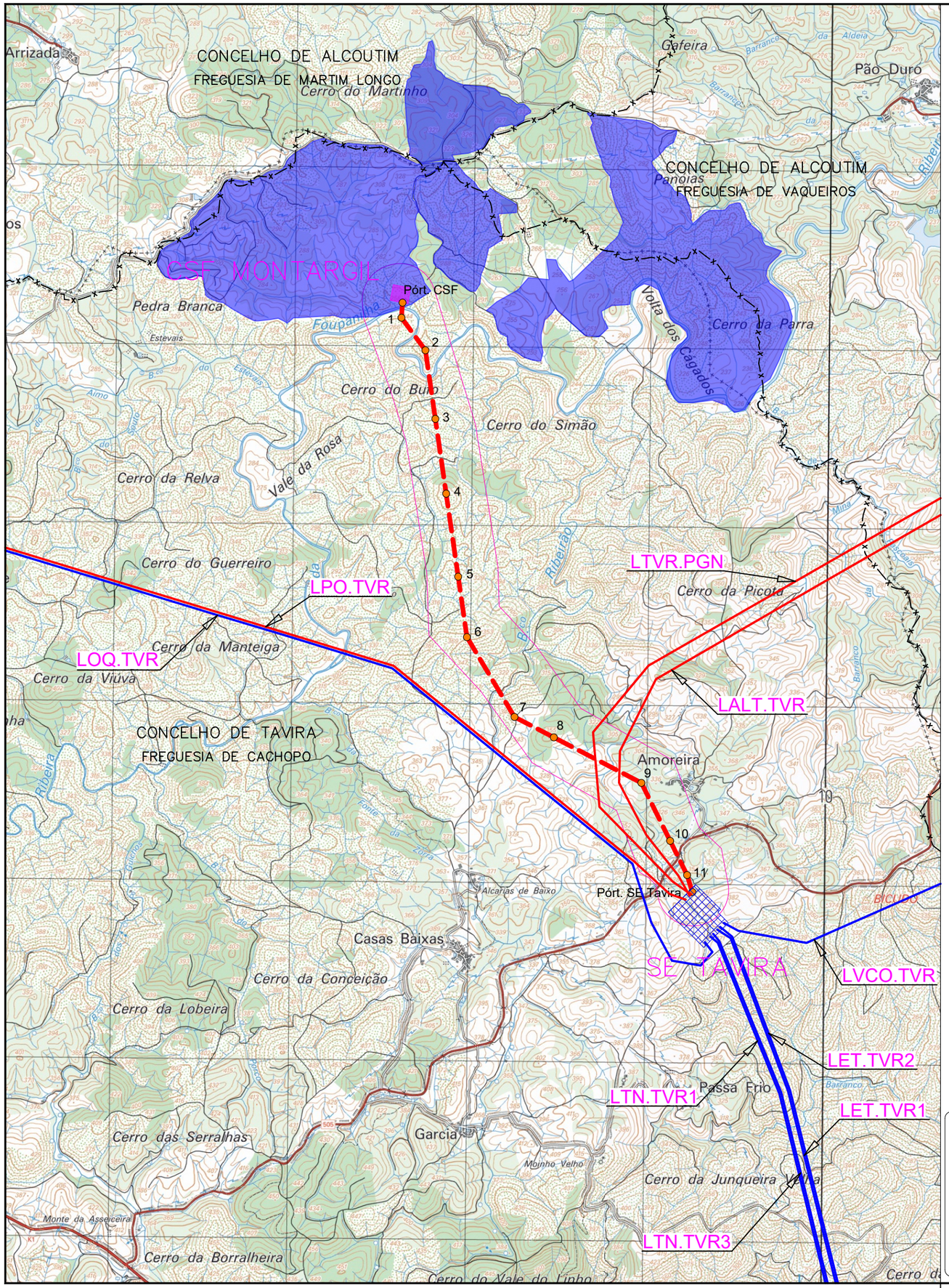
F.7 Cálculo da Estabilidade dos Apoios

Nº Apoio	Tipo de Apoio	Distância à Origem [m]	Fixação Apoio	Fixação do Cabo de Guarda	Vão de Vento [m]	Vão Gravítico [m]	Ângulo da Linha [grd]	Utilização da Estrutura [%]
Port. CSF	Pórtico	0	AP20	A	42	16	-	-
1	QT1	84,17	AD20	A	157	66	-52,82	71,30
2	QT5	310,74	AD20	A	310	361	31,29	79,00
3	QRS3	699,97	SD20	S	407	437	-	89,30
4	QRS3	1123,71	SD20	S	447	478	-	89,70
5	QRS3	1594,15	SD20	S	407	333	-	87,70
6	QT1	1936,85	AD20	A	433	516	-25,05	61,60
7	DLT1	2458,13	AD20	A	386	240	-35,31	58,70
8	ELT10	2707,03	AD20	A	403	609	-	68,50
9	ELT10	3260,93	AD20	A	459	447	40,19	79,10
10	DLT5	3623,93	AD20	A	289	263	-	71,20
11	DLT1	3838,18	AD20	A	158	188	10,72	84,70
Port. SE Tavira	Pórtico	3938,24	AP20	A	50	17	-	-

FIGURA F.16: Análise de esforços e cálculo da estabilidade dos apoios da linha.

Anexo G

Peças Desenhadas
Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV



SISTEMA DE REFERÊNCIA - PT-TM06/ETRS89
DATUM ALTIMÉTRICO - CASCAIS

LINHAS DE 400 kV

LTVR.PGN – Linha TAVIRA–PUEBLA DE GÚZMAN

LPO.TVR – Linha PORTIMÃO–TAVIRA

LALT.TVR – Linha ALCOUTIM–TAVIRA

LINHAS DE 150 kV

LOQ.TVR – Linha OURIQUE–TAVIRA

LVCO.TVR – Linha VIÇOSO – TAVIRA

LTN.TVR1 – Linha TUNES–TAVIRA 1

LET.TVR1 – Linha ESTOI–TAVIRA 1

LET.TVR2 – Linha ESTOI–TAVIRA 2

LET.TVR3 – Linha ESTOI–TAVIRA 3

LEGENDA:

TENSÕES
- 400 kV
- 220 kV
- 150 kV

TRAÇADO DAS LINHAS:

- Linha CSF de Montargil – SE Tavira, a 400 kV
- Corredor Base para estudo da implantação das infraestruturas da RNT.
- CSF Montargil
- SE CSF Montargil
- SE Tavira

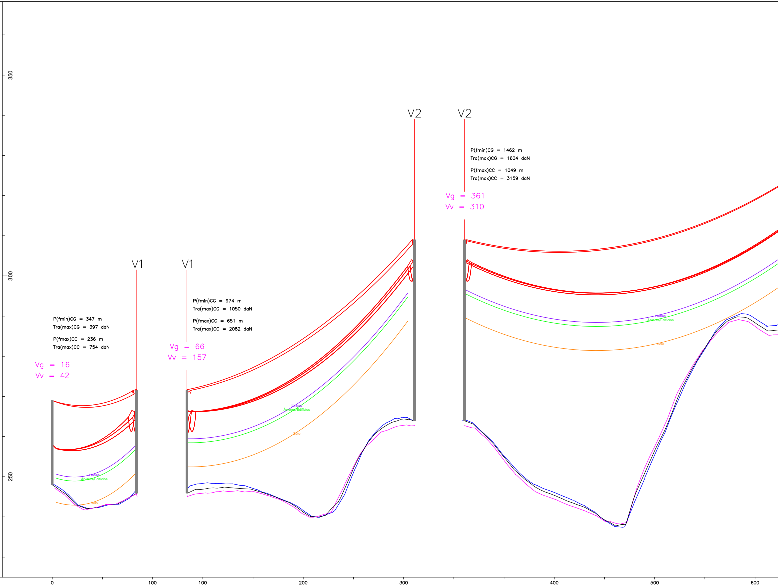
Desenhado	A. Santos
Verificado	A. Santos
Estado	Em Projeto António Santos
Data	2025–09–14

Linha CSF de Montargil – SE Tavira, a 400 kV

PLANTA GERAL

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Desenho Nº	LN400 kV–PD–01–01	
Revisão 00	Formato A3	Nº folha 1
Escala 1/25000	Instalação	Obra

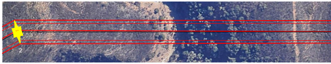

350
300
250
V1
V1
V2
V2
P(fmin)CG = 347 m
Tra(max)CG = 397 daN
P(fmax)CC = 236 m
Tra(max)CC = 754 daN
Vg = 16
Vv = 42
P(fmin)CG = 974 m
Tra(max)CG = 1050 daN
P(fmax)CC = 651 m
Tra(max)CC = 2082 daN
Vg = 66
Vv = 157
P(fmin)CG = 1462 m
Tra(max)CG = 1604 daN
P(fmax)CC = 1049 m
Tra(max)CC = 3159 daN
Vg = 361
Vv = 310
Linhas
Árvores/Edifícios
Solo
0
100
100
200
300
400
500
600

PLANO DE REFERENCIA: 225 m

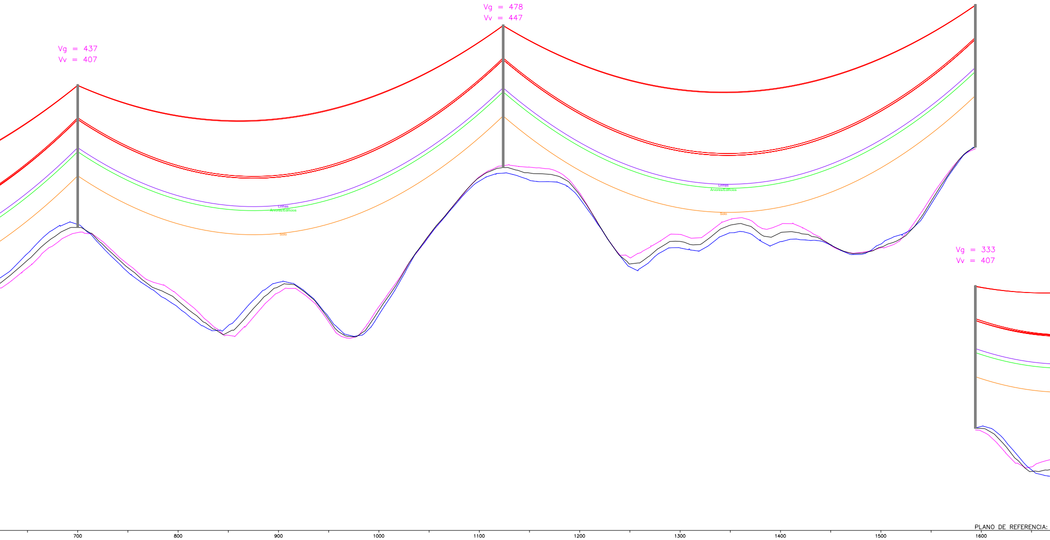
	M=30871.22 P=-254426.30		M=30854.97 P=-254508.88		M=30989.44 P=-254691.23	
Distância da Estação à Origem (m)	0.00		84.17		310.74	
Cota do Terreno no Apoio (m)	247.98		245.91		263.91	
Número do apoio	Pórt. CSF		1		2	
Tipo de Apoio	Pórtico/AP20		QT1/AD20		QT5/AD20	
Tipo de Equipamento	4D4H2M150P5		4D4H2M150N5		4D4H2M150N5	
Alturas Útil/Total do Apoio (m)	10.00/21.00		20.60/25.60		40.60/45.60	
Vãos Horizontais (m)		84.17		226.57		389.23
Distância do Apoio à Origem (m)	0.00		84.17		310.74	

-52.82 grad

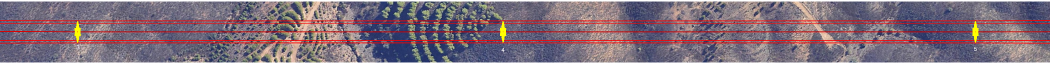
31.29 grad



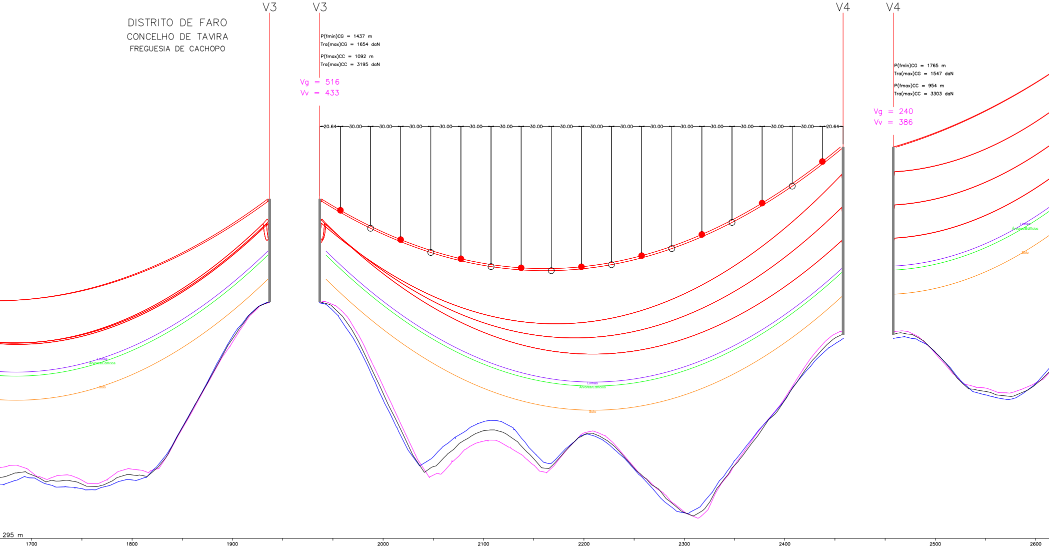
SISTEMA DE REFERÊNCIA - PT-TM06/ETRS89
DATUM ALTIMÉTRICO - CASCAIS


Vg = 437
Vv = 407
Vg = 478
Vv = 447
Vg = 333
Vv = 407
Linhas
Arvores/Edificios
Solo
Linhas
Arvores/Edificios
Solo
PLANO DE REFERENCIA:
700
800
900
1000
1100
1200
1300
1400
1500
1600

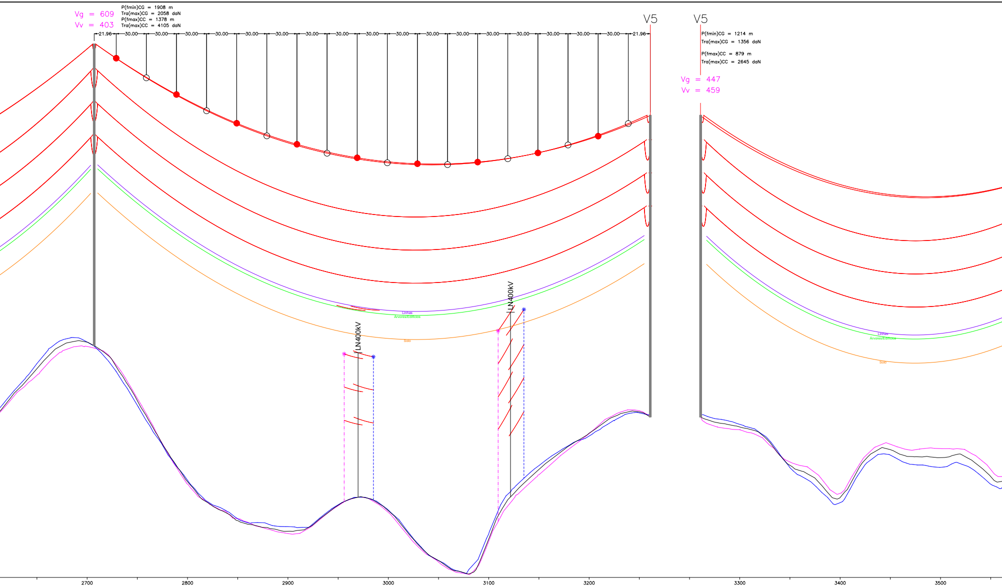
M=31045.25 P=-255076.44		M=31106.00 P=-255495.80		M=31173.45 P=-255961.38
699.97		1123.71		1594.15
300.42		315.31		320.39
3		4		5
QRS3/SD20		QRS3/SD20		QRS3/SD20
4D4K2M150L5/4D4V2M150R5		4D4K2M150L5/4D4V2M150R5		4D4K2M150L5/4D4V2M150R5
26.87/35.60		26.87/35.60		26.87/35.60
	423.75		470.44	
699.97		1123.71		1594.15



DISTRITO DE FARO
CONCELHO DE TAVIRA
FREGUESIA DE CACHOPO

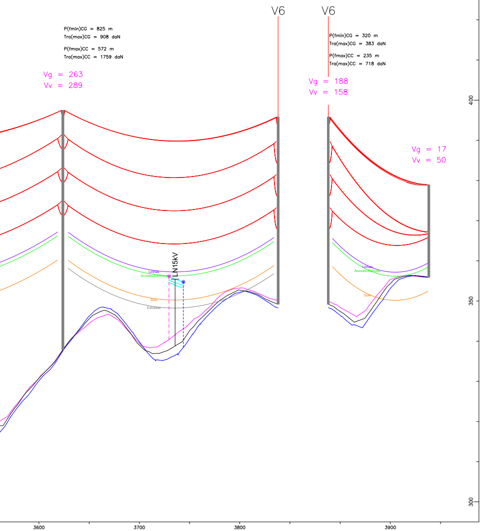

V3
V3
V4
V4
P(fmin)CG = 1437 m
Tra(max)CG = 1654 daN
P(fmax)CC = 1092 m
Tra(max)CC = 3195 daN
Vg = 516
Vv = 433
P(fmin)CG = 1765 m
Tra(max)CG = 1547 daN
P(fmax)CC = 954 m
Tra(max)CC = 3303 daN
Vg = 240
Vv = 386
20.64
30.00
20.64
Linhas
Árvores/Edifícios
Solo
295 m
1700
1800
1900
2000
2100
2200
2300
2400
2500
2600

	M=31222.59 P=-256300.54		M=31489.43 P=-256748.34	
	1936.85		2458.13	
	353.84		345.72	
	6		7	
	QT1/AD20		DLT1/AD20	
	4D4H2M150N5		4D4H2M150N5	
	20.60/25.60		24.00/46.60	
342.70		521.28		248.90
	1936.85		2458.13	
	-25.05 grad		-35.31 grad


Vg = 609
Vv = 403
P(fmin)CG = 1908 m
Tra(max)CG = 2058 daN
P(fmax)CC = 1378 m
Tra(max)CC = 4105 daN
21.96
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
30.00
21.96
V5
V5
P(fmin)CG = 1214 m
Tra(max)CG = 1356 daN
P(fmax)CC = 879 m
Tra(max)CC = 2645 daN
Vg = 447
Vv = 459
Linhas
Arvores/Edificios
Solo
LN400kV
LN400kV
Linhas
Arvores/Edificios
Solo
2700
2800
2900
3000
3100
3200
3300
3400
3500

M=31710.35 P=-256863.00		M=32201.97 P=-257118.18	
2707.03		3260.93	
352.67		334.92	
8		9	
ELT10/AD20		ELT10/AD20	
4D4H2M150N5		4D4H2M150N5	
52.00/74.60		52.00/74.60	
	553.91		362.99
2707.03		3260.93	
		40.19 grad

8
LTVR.PGN (400kV)
LALT.TVR (400kV)
9

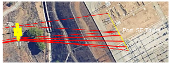

P(fmin)CG = 825 m
Tra(max)CG = 908 daN
P(fmax)CC = 572 m
Tra(max)CC = 1759 daN
Vg = 263
Vv = 289
V6
V6
P(fmin)CG = 320 m
Tra(max)CG = 383 daN
P(fmax)CC = 235 m
Tra(max)CC = 718 daN
Vg = 188
Vv = 158
Vg = 17
Vv = 50
LN15kV
Linhas
Árvores/Edifícios
Solo
Estradas
Linhas
Árvores/Edifícios
Solo
400
350
300
3600
3700
3800
3900

M=32363.35 P=-257443.34 | M=32458.59 P=-257635.25 | M=32487.92 P=-257730.92

3623.93		3838.18		3938.24
337.89		349.20		355.89
10		11		Pórt. SE Tavira
DLT5/AD20		DLT1/AD20		Portico 400kV/AP20
4D4H2M150N5		4D4H2M150N5		4D4H2M150P5
37.00/59.60		24.00/46.60		10.00/23.00
	214.25		100.06	
3623.93		3838.18		3938.24

10.72 grad

10
FR 15-61-1-10-18 (15kV)

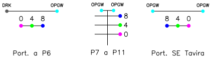

11
Port. SE Tavira

CONDUTOR DE FASE: ZAMBEZE (ACSR 595)

CABOS DE GUARDA: OPGW (AS/AA–39/94 40FO 25 kA)
+ DORKING (ACSR 153)

DISPOSIÇÃO DAS FASES:

Vista da SE CSF de Montargil


DRK
OPGW
0 4 8
Port. a P6
OPGW
OPGW
8
4
0
P7 a P11
OPGW
OPGW
8 4 0
Port. SE Tavira

APOIOS: N°1 a N°11

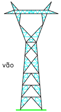
VÉRTICES: APOIOS N°1, N°2, N°6, N°7, N°9 e N°11

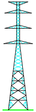
DISTRITOS: FARO

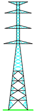
CONCELHOS: TAVIRA

FREGUESIAS: CACHOPO

Sinalização Aérea Diurna no vão


Poste Tipo Q


Poste Tipo DL


Poste Tipo EL

Desenhado
A. Santos
Verificado
A. Santos
Estado
Em Projeto
António Santos
Data
2025–09–14

Linha CSF de Montargil –
SE Tavira, a 400 kV

PERFIL E PLANTA PARCELAR

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Desenho N°
LN400 kV–PD–02–01
Revisão
00
Formato
420x2615
N° folha
1
Escala
H=1/2000 V=1/500
Instalação
Obra

DISTRITO DE FARO
CONCELHO DE ALCOUTIM
FREGUESIA DE VAQUEIROS

DISTRITO DE FARO
CONCELHO DE TAVIRA
FREGUESIA DE CACHOPO

1

2

P=252600

M=2500

Port. CSF

P1

P2

P3

P4

P=250600

M=2500

LEGENDA:

- Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV
- Faixa de 45m
- Corredor de estudo
- SE CSF Montargil
- SE Tavira
- Linhas de água das cartas militares
- Domínio público hídrico
- Rede Rodoviária
- Rede Nacional de Transporte existente a 400 kV
- Rede Nacional de Transporte existente a 150 kV
- Rede Nacional de Distribuição existente a 60 kV
- Rede Nacional de Distribuição existente a 15 kV
- Faixa de servidão das linhas elétricas de muito alta tensão
- Faixa de servidão das linhas elétricas de alta tensão
- Faixa de servidão das linhas elétricas de média tensão

Poste Tipo Q

SISTEMA DE REFERÊNCIA - PT-TM06/ETRS89
DATUM ALTIMÉTRICO - CASCAIS

Desenhado	A. Santos
Verificado	A. Santos
Estado	Em Projeto António Santos
Data	2025-09-14

Linha CSF de Montargil – SE Tavira, a 400 kV

PLANTA CONDICIONANTES TÉCNICAS

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Desenho Nº		
LN400 kV-PD-03-01		
Revisão	Formato	Nº folha
00	A1	1
Escala	Instalação	Obra
1/2500		

1 2 3

DISTRITO DE FARO
CONCELHO DE TAVIRA
FREGUESIA DE CACHOPO

P4 P5 P6 P7 P8

LEGENDA:

- Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV
- Faixa de 45m
- Corredor de estudo
- SE CSF Montargil
- SE Tavira
- Linhas de água das cartas militares
- Domínio público hídrico
- Rede Rodoviária
- Rede Nacional de Transporte existente a 400 kV
- Rede Nacional de Transporte existente a 150 kV
- Rede Nacional de Distribuição existente a 60 kV
- Rede Nacional de Distribuição existente a 15 kV
- Faixa de servidão das linhas elétricas de muito alta tensão
- Faixa de servidão das linhas elétricas de alta tensão
- Faixa de servidão das linhas elétricas de média tensão

Poste Tipo Q | Poste Tipo DL | Poste Tipo EL

SISTEMA DE REFERÊNCIA - PT-TM06/ETRS89
DATUM ALTIMÉTRICO - CASCAIS

Desenhado	A. Santos
Verificado	A. Santos
Estado	Em Projeto Antônio Santos
Data	2025-09-14

Linha CSF de Montargil – SE Tavira, a 400 kV

PLANTA CONDICIONANTES TÉCNICAS

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Desenho Nº		
LN400 kV-PD-03-02		
Revisão	Formato	Nº folha
00	A1	2
Escala	Instalação	Obra
1/2500		

2 3

DISTRITO DE FARO
CONCELHO DE TAVIRA
FREGUESIA DE CACHOPO

P1
P10
P9
P8
SE Tavira

LEGENDA:

- Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV
- Faixa de 45m
- Corredor de estudo
- SE CSF Montargil
- SE Tavira
- Linhas de água das cartas militares
- Domínio público hídrico
- Rede Rodoviária
- Rede Nacional de Transporte existente a 400 kV
- Rede Nacional de Transporte existente a 150 kV
- Rede Nacional de Distribuição existente a 60 kV
- Rede Nacional de Distribuição existente a 15 kV
- Faixa de servidão das linhas elétricas de muito alta tensão
- Faixa de servidão das linhas elétricas de alta tensão
- Faixa de servidão das linhas elétricas de média tensão

Poste Tipo EL

Poste Tipo DL

SISTEMA DE REFERÊNCIA – ETRS89/TM06
DATUM ALTIMÉTRICO – CASCAIS

Desenhado	A. Santos
Verificado	A. Santos
Estado	Em Projeto Antônio Santos
Data	2025-09-14

Linha CSF de Montargil – SE Tavira, a 400 kV

PLANTA CONDICIONANTES TÉCNICAS

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Desenho Nº	LN400 kV-PD-03-03	
Revisão	Formato	Nº folha
00	A1	3
Escala	Instalação	Obra
1/2500		

DISTRITO DE FARO
CONCELHO DE ALCOUTIM
FREGUESIA DE VAQUEIROS

DISTRITO DE FARO
CONCELHO DE TAVIRA
FREGUESIA DE CACHOPO

1

2

P=252800

Port. CSF

P1

P2

P3

P4

P=250600

LEGENDA:

- Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV
- Faixa de 45m
- Corredor de estudo
- SE CSF Montargil
- SE Tavira

Poste Tipo Q

SISTEMA DE REFERÊNCIA - PT-TM06/ETRS89
DATUM ALTIMÉTRICO - CASCAIS

Desenhado	A. Santos
Verificado	A. Santos
Estado	Em Projeto António Santos
Data	2025-09-14

Linha CSF de Montargil – SE Tavira, a 400 kV

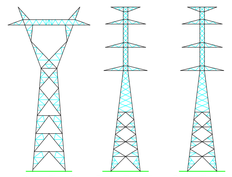
PLANTA ORTOFOTOMAPA

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Desenho Nº		
LN400_kV-PD-04-01		
Revisão	Formato	Nº folha
00	A1	1
Escala	Instalação	Obra
1/2500		

LEGENDA:

- Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV
- Faixa de 45m
- Corredor de estudo
- SE CSF Montargil
- SE Tavira



SISTEMA DE REFERÊNCIA – PT-TM06/ETRS89
DATUM ALTIMÉTRICO – CASCAIS

Desenhado	A. Santos
Verificado	A. Santos
Estado	Em Projeto Antônio Santos
Data	2025-09-14

Linha CSF de Montargil – SE Tavira, a 400 kV

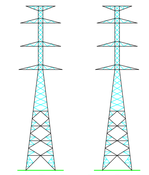
PLANTA ORTOFOTOMAPA

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Desenho Nº		
LN400_kV-PD-04-02		
Revisão	Formato	Nº folha
00	A1	2
Escala	Instalação	Obra
1/2500		

LEGENDA:

- Linha CSF de Montargil - SE Tavira, a 400 kV
- Faixa de 45m
- Corredor de estudo
- SE CSF Montargil
- SE Tavira



SISTEMA DE REFERÊNCIA – ETRS89/TM06
DATUM ALTIMÉTRICO – CAS06

Desenhado	A. Santos
Verificado	A. Santos
Estado	Em Projeto
	Antônio Santos
Data	2025-09-14

Linha CSF de Montargil – SE Tavira, a 400 kV

PLANTA ORTOFOTOMAPA

ISEP INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Desenho Nº	LN400_kV-PD-04-03	
Revisão	Formato	Nº folha
00	A1	3
Escala	Instalação	Obra
1/2500		

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 22 de Setembro de 2025